

**ÉTAT D'AVANCEMENT 2012
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020**

Note au lecteur

Les chiffres des tableaux du présent document sont dans certains cas calculés à partir de valeurs non arrondies. Il est alors possible que les résultats diffèrent de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des données arrondies.

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS	5
1.1. CONTEXTE	5
1.2. FAITS SAILLANTS	7
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE	9
2.1. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	9
2.2. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE	11
2.3. PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE	11
2.4. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	12
2.5. ALÉAS DE LA DEMANDE	13
3. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION	15
3.1. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	15
3.2. APPROVISIONNEMENTS EN COURS D'ACQUISITION	16
3.3. MOYENS SPÉCIFIQUES POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE	17
3.4. GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE	17
3.5. MESURAGE NET	19
4. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS.....	21
4.1. BESOINS EN ÉNERGIE.....	21
4.2. BESOINS EN PUISSANCE.....	22
4.2.1. <i>Critère de fiabilité en puissance</i>	22
4.2.2. <i>Taux de réserve requise</i>	22
4.2.3. <i>Bilan en puissance</i>	23
5. CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE	25
5.1. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR.....	25
5.2. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR.....	26
6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	27
ANNEXE A SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES.....	31
ANNEXE B FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	35
ANNEXE C COMPARAISONS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011	39
ANNEXE D LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR	43
ANNEXE E SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE	49

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

1.1. Contexte

1 Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*,
2 Hydro-Québec dans ses activités de distribution (ci-après le Distributeur) doit soumettre
3 à la Régie de l'énergie (ci-après la Régie) un plan d'approvisionnement tous les trois ans
4 et un état d'avancement du plan d'approvisionnement au plus tard le 1^{er} novembre de la
5 première et de la seconde années suivant celle de son dépôt.

6 Le 1^{er} novembre 2010, le Distributeur a soumis son quatrième plan d'approvisionnement
7 pour l'horizon 2011-2020 (ci-après le Plan), lequel a été approuvé le 27 octobre 2011.
8 Le présent état d'avancement constitue le second suivi du Plan. Il fait état des résultats
9 atteints depuis le dépôt de l'état d'avancement 2011 et de la suffisance des
10 approvisionnements sur l'horizon 2012-2020. À cet égard, une mise à jour de la
11 prévision des besoins en énergie et en puissance est présentée, de même que le
12 scénario de référence des moyens déployés pour les combler. Il intègre les éléments qui
13 ont marqué la planification des approvisionnements ainsi que les actions entreprises par
14 le Distributeur depuis le dépôt de l'état d'avancement 2011. À ce titre, notons les
15 événements suivants :

16 **Le 18 novembre 2011** La Régie approuve les douze contrats d'approvisionnement
17 en électricité issus de l'appel d'offres A/O 2009-02
18 (D-2011-175).

19 **Le 15 décembre 2011** La Régie approuve les modalités du Programme d'achat
20 d'électricité produite par cogénération à base de biomasse
21 forestière résiduelle (PAÉ 2011-01) de 150 MW
22 (D-2011-190).

23 **Le 19 décembre 2011** La Régie rejette la demande relative à l'approbation de
24 l'Entente globale de modulation (D-2011-193).

- 1 **Le 23 décembre 2011** La Régie approuve la prolongation de l'Entente d'intégration
2 éolienne à compter du 1^{er} janvier 2012 pour une période se
3 terminant 120 jours après l'émission des motifs de la
4 décision D-2011-193 (D-2011-198).
- 5 **Le 4 avril 2012** Le gouvernement du Québec adopte le décret 352-2012 à
6 l'égard d'un contrat spécial de 500 MW avec Aluminerie
7 Alouette.
- 8 **Le 24 avril 2012** Le Distributeur procède au lancement de l'appel de
9 qualification (QA/O 2012-01) visant la présélection
10 d'entreprises intéressées à soumissionner en vue de
11 participer à un appel d'offres pour l'acquisition d'un service
12 d'intégration éolienne.
- 13 **Le 23 mai 2012** Le gouvernement du Québec adopte le décret 530-2012 à
14 l'égard de l'augmentation de 150 MW de la quantité visée en
15 vertu du Programme d'achat d'électricité produite par
16 cogénération à base de biomasse forestière résiduelle
17 (PAÉ 2011-01).
- 18 **Le 5 juin 2012** La Régie approuve la prolongation de l'Entente d'intégration
19 éolienne à compter du 9 juin 2012 (D-2012-065) jusqu'à ce
20 qu'une décision finale soit rendue dans le cadre de la
21 demande de prolongation de l'Entente d'intégration éolienne
22 (dossier R-3799-2012).
- 23 **Le 19 juin 2012** Énergie Brookfield Marketing dépose à la Régie une
24 demande relative à l'annulation de l'appel de qualification
25 QA/O 2012-01 (dossier R-3806-2012).
- 26 **Le 17 juillet 2012** La Régie approuve une augmentation de 150 MW de la
27 quantité visée en vertu du Programme d'achat d'électricité
28 produite par cogénération à base de biomasse forestière
29 résiduelle (PAÉ 2011-01), pour un total de 300 MW
30 (D-2012-081).

1 **Le 12 septembre 2012** La Régie approuve la suspension temporaire des activités
2 de production d'électricité de la centrale de TransCanada
3 Energy (TCE) pour 2013 (D-2012-118).

1.2. Faits saillants

4 *Prévision de la demande*

5 Le Distributeur prévoit que les besoins en énergie pour l'année 2012 seront de
6 181,8 TWh, soit 3,0 TWh de moins que ceux prévus à l'état d'avancement 2011. Après
7 normalisation, les besoins en énergie de l'année 2012 montrent une décroissance de
8 0,2 TWh par rapport à ceux de l'année 2011.

9 En puissance, les besoins prévus pour l'hiver 2012-2013 sont de 37 262 MW, soit près
10 de 300 MW plus élevés que la pointe normalisée de l'hiver précédent. Par rapport à
11 l'état d'avancement 2011, la prévision des besoins en puissance de l'hiver 2012-2013
12 est revue à la baisse d'environ 400 MW.

13 Sur la période 2012-2020, la diminution cumulative des besoins annuels en énergie par
14 rapport à l'état d'avancement 2011 est de 5,3 TWh. En puissance, les besoins prévus à
15 la pointe sont en baisse de 340 à 750 MW par rapport à l'état d'avancement 2011 pour
16 les hivers 2012-2013 et suivants.

17 *Stratégie d'approvisionnement*

18 Compte tenu de la hausse des surplus attendus sur l'horizon du Plan, le Distributeur
19 retient, à des fins de planification, la suspension des livraisons de la centrale de TCE
20 jusqu'au 31 décembre 2017, soit deux années de plus que ce qui était présenté dans
21 l'état d'avancement 2011. Aussi, tel qu'annoncé dans le Plan, le Distributeur maintient
22 l'hypothèse que la centrale de TCE pourrait être utilisée uniquement pour assurer le
23 comblement de besoins d'hiver, soit à compter de l'hiver 2018.

24 En outre, le Distributeur planifie dorénavant l'utilisation des rappels du compte d'énergie
25 différée sur la base de l'engagement contractuel d'Hydro-Québec Production (le
26 Producteur), soit 400 MW, et détermine, année après année, les quantités d'énergie
27 différée en fonction des rappels obtenus et de la marge de manœuvre dont il dispose.

- 1 Enfin, le lancement d'un appel d'offres pour le comblement de besoins de puissance de
- 2 long terme n'est toujours pas requis d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

2.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation¹

1 Sur la période 2012-2020, la diminution cumulative des ventes annuelles d'électricité par
2 rapport à l'état d'avancement 2011 est de 6,5 TWh². En 2020, les ventes d'électricité
3 devraient toutefois s'élever à 184,7 TWh, en hausse de 1,2 TWh par rapport à celles
4 prévues à l'état d'avancement 2011. La prévision des ventes par secteurs de
5 consommation est présentée au tableau 2.1.

6 **TABLEAU 2.1**
7 **PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN TWh)**

	2010 ¹	2011 ¹	2012 ²	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,2	63,9	64,7	65,5	65,6	65,6	66,1	66,4	67,0	67,7	68,8	6,6	1,0%
Commercial et institutionnel	34,7	33,9	34,6	34,7	35,1	35,4	35,8	35,9	36,0	36,3	36,7	2,0	0,6%
Industriel PME	8,7	9,4	9,1	8,8	9,4	9,5	9,0	8,9	8,7	8,7	8,7	0,0	0,0%
Industriel Grandes entreprises	59,8	58,2	56,9	58,0	58,2	58,8	61,6	62,1	63,1	63,9	64,8	5,0	0,8%
Alumineries	25,1	23,9	23,3	24,3	24,2	24,3	26,7	26,9	27,4	27,9	28,5	3,5	1,3%
Pâtes et papiers	15,2	14,1	12,7	12,0	11,6	11,3	11,2	11,0	10,8	10,6	10,5	-4,7	-3,6%
Pétrole et chimie	6,0	5,9	5,9	5,8	5,9	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5	-0,5	-0,9%
Mines	2,7	3,3	3,4	3,7	4,1	4,3	4,6	4,9	5,3	5,7	6,1	3,5	8,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,7	7,7	8,3	8,7	9,1	9,3	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	2,0	2,3%
Autres	3,2	3,2	3,4	3,4	3,4	3,7	3,9	4,1	4,3	4,4	4,5	1,3	3,5%
Autres	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8	0,5	1,0%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	170,6	170,8	170,7	172,5	173,9	174,9	178,2	178,9	180,5	182,2	184,7	14,1	0,8%

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2012, normalisées pour les conditions climatiques.

8
9
10 Les ventes prévues au secteur Résidentiel et agricole sont comparables à celles
11 prévues dans l'état d'avancement 2011 (-0,2 TWh à terme). Une diminution du
12 chauffage des locaux de l'ordre de 0,7 TWh en 2020 ainsi que la mise à jour du revenu

¹ La prévision des ventes du présent état d'avancement est basée sur les informations disponibles en août 2012.

² Diminution cumulative des ventes annuelles d'électricité par rapport à l'état d'avancement 2011, considérant les ventes de l'année 2012 non normalisées pour les conditions climatiques (168,6 TWh). Les écarts par rapport à l'état d'avancement 2011 sont présentés de façon détaillée aux tableaux de l'annexe C.

1 réel prévu (-0,3 TWh) sont compensées par les variations liées aux programmes
2 d'économie d'énergie (+0,2 TWh) et une croissance démographique plus élevée
3 (+0,6 TWh).

4 Au secteur Commercial et institutionnel, les ventes prévues en 2020 sont supérieures de
5 1,9 TWh par rapport à celles prévues dans l'état d'avancement 2011. Cette
6 augmentation découle essentiellement des économies d'énergie dans ce secteur qui
7 sont inférieures de 1,1 TWh par rapport à l'état d'avancement 2011.

8 Les ventes d'électricité aux petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel
9 sont revues à la baisse de 0,8 TWh à l'horizon 2020 par rapport à l'état d'avancement
10 2011. Cette baisse s'explique notamment par une croissance du PIB manufacturier
11 moins forte (-0,9 TWh) et un transfert de ventes vers le secteur Industriel grandes
12 entreprises (-1,0 TWh) suite à la réforme des tarifs généraux. Par ailleurs, ces impacts à
13 la baisse sont mitigés par le déploiement des programmes d'économie d'énergie.

14 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes à l'horizon
15 2020 est du même ordre de grandeur que dans l'état d'avancement 2011 (+0,2 TWh).
16 Des disparités entre les secteurs industriels sont toutefois constatées. Des perspectives
17 économiques moins soutenues dans les secteurs des mines et de l'aluminium entraînent
18 des diminutions respectives des ventes prévues de 2,2 TWh et de 1,0 TWh par rapport à
19 l'état d'avancement 2011. Par ailleurs, le rehaussement des ventes dans les autres
20 secteurs industriels, pâtes et papiers (+0,4 TWh), pétrole et chimie (+0,5 TWh),
21 sidérurgie, fonte et affinage (+1,0 TWh), et autres (+1,5 TWh), est dû à des perspectives
22 économiques plus favorables, au déploiement des programmes d'économie d'énergie et
23 au transfert de ventes provenant du secteur Industriel PME suite à la réforme des tarifs
24 généraux.

25 La prévision des ventes du secteur Autres, regroupant les réseaux de distribution
26 municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage Sentinelle et le transport public,
27 est revue à la hausse de 0,2 TWh à l'horizon 2020 par rapport à l'état d'avancement
28 2011.

2.2. Prévion des besoins en énergie

1 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2.2, sont composés de
 2 la consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les
 3 réseaux de distribution et de transport de 7,8 % pour les années 2013 et suivantes. Ce
 4 taux global de pertes correspond à la moyenne des taux de pertes normalisées des trois
 5 années complètes les plus récentes et il est supérieur de 0,1 % à celui de l'état
 6 d'avancement 2011. Sur la période 2012-2020, la diminution cumulative des besoins
 7 annuels en énergie par rapport à l'état d'avancement 2011 est de 5,3 TWh³. En 2020,
 8 les besoins prévus sont de 199,2 TWh, soit 1,5 TWh de plus que ceux prévus dans l'état
 9 d'avancement 2011.

**TABLEAU 2.2
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE (EN TWh)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévion des ventes	170,6	170,8	170,7	172,5	173,9	174,9	178,2	178,9	180,5	182,2	184,7	14,1	0,8%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	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	0,1	
= Consommation visée par le Plan	170,9¹	171,2¹	171,0¹	172,7	174,1	175,1	178,4	179,0	180,6	182,3	184,8	13,9	0,8%
+ Pertes de distribution et de transport	13,8	13,4	13,3	13,5	13,6	13,7	13,9	14,0	14,1	14,2	14,4	0,6	0,4%
= Besoins visés par le Plan	184,7	184,6	184,4	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2	14,5	0,8%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2012)	-4,4	-1,8	-2,6										
Valeurs réelles													
Besoins visés par le Plan	180,3	182,7	181,8										

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité d'environ 0,07 TWh pour l'année 2010 et 0,08 TWh pour les années 2011 et 2012 d'énergie interrompue en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

2.3. Prévion des besoins en puissance

14 Par rapport à l'état d'avancement 2011, les besoins en puissance prévus à la pointe sont
 15 en baisse de 340 à 750 MW pour les hivers 2012-2013 et suivants. Cette baisse découle
 16 essentiellement d'une diminution de la part du chauffage des locaux dans la croissance
 17 des ventes aux secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel.

³ Diminution cumulative des besoins annuels en énergie par rapport à l'état d'avancement 2011, considérant des besoins en énergie de l'année 2012 non normalisés pour les conditions climatiques.

1
2

TABLEAU 2.3
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE (EN MW)

	Part à l'hiver 2009-2010												Croissance 2009-2019		
		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	Taux annuel moyen	Part dans la croiss.	
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹															
Chauffage résidentiel et agricole	30%	10 690	10 898	11 025	11 124	11 227	11 308	11 390	11 477	11 560	11 640	11 722	1 032	0,9%	27%
Chauffage commercial et institutionnel	9%	3 327	3 397	3 468	3 551	3 612	3 648	3 678	3 705	3 728	3 753	3 780	453	1,3%	12%
Eau chaude résidentiel et agricole	5%	1 744	1 782	1 805	1 824	1 844	1 861	1 874	1 892	1 909	1 925	1 940	196	1,1%	5%
Industriel PME	4%	1 608	1 588	1 532	1 568	1 599	1 617	1 532	1 508	1 490	1 471	1 476	-132	-0,9%	-3%
Industriel Grandes entreprises	19%	6 976	7 273	7 055	7 062	7 304	7 364	7 686	7 760	7 879	7 982	8 081	1 105	1,5%	28%
Autres usages	32%	11 705	11 892	12 085	12 133	12 162	12 188	12 288	12 457	12 630	12 777	12 929	1 224	1,0%	32%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>		36 050	36 830	36 970	37 262	37 748	37 986	38 448	38 799	39 196	39 548	39 928	3 878	1,0%	
Impacts des conditions climatiques¹		-1 707	670	-1 830											
Valeurs réelles															
Besoins réguliers du Distributeur		34 343	37 500	35 140											

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

4

2.4. Efficacité énergétique

5 La prévision de la demande prend en compte l'impact de l'efficacité énergétique sur les
6 ventes et les besoins en puissance, soit les économies d'énergie tendanciennes, les
7 économies d'énergie découlant des programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au
8 cours des années 90 ainsi que les programmes d'économie d'énergie en déploiement
9 sur l'horizon du Plan. Elle prend également en compte l'effacement de charge découlant
10 de la biénergie résidentielle.

11 Le tableau 2.4-1 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision
12 des ventes alors que le tableau 2.4-2 présente les impacts des économies d'énergie et
13 de l'effacement prévu de la biénergie résidentielle sur les besoins en puissance à la
14 pointe d'hiver.

1
2

**TABLEAU 2.4-1
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES (EN TWh)***

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel et agricole	2,9	3,4	4,0	4,6	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6	6,8	7,1
Commercial et institutionnel	1,7	2,1	2,5	3,0	3,4	3,8	4,3	4,8	5,3	5,7	6,1
Industriel	2,6	3,0	3,4	3,6	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	7,4	8,7	10,0	11,4	12,4	13,2	14,2	15,1	16,0	16,6	17,3

3

* Économies d'énergie mensualisées pour les programmes d'Hydro-Québec déjà mis en œuvre et pour les programmes en déploiement.

4
5
6

**TABLEAU 2.4-2
IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DE L'EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDEN-
TIELLE SUR LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (EN MW)**

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Impact des économies d'énergie	1 080	1 310	1 530	1 770	1 980	2 150	2 300	2 410	2 520	2 630	2 760
Effacement de la biénergie résidentielle	840	850	850	860	860	870	870	870	870	880	880

7
8

2.5. Aléas de la demande

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

12 Les tableaux 2.5-1 et 2.5-2 présentent respectivement l'aléa sur les besoins en énergie
13 et l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

1
2
3

**TABLEAU 2.5-1
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE (EN TWh)**

	2013	2014	2015	2016	2017
Aléa climatique	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Aléa sur la demande prévue	2,5	2,7	3,1	4,0	5,7
Aléa global	3,3	3,5	3,8	4,6	6,1

4

5
6
7

**TABLEAU 2.5-2
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE (EN MW)**

	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016
Aléa climatique	1 430	1 450	1 460	1 480
Aléa sur la demande prévue	630	770	890	1 030
Aléa global	1 560	1 640	1 700	1 800

8

9

10 L'aléa global sur les besoins en énergie du présent état d'avancement est inférieur à
11 celui de l'état d'avancement 2011, soit une diminution de l'écart type de 0,3 TWh à
12 l'horizon 1 an et de 1,6 TWh à l'horizon 5 ans. Cette baisse découle d'une réduction de
13 l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales), et ce, essentiellement
14 en raison d'une réévaluation de l'incertitude associée à la croissance économique dans
15 les secteurs de l'aluminium, des mines et des pâtes et papiers.

16 Par ailleurs, par rapport à l'état d'avancement 2011, l'aléa global sur les besoins en
17 puissance à la pointe d'hiver est inférieur de 30 MW à l'horizon 1 an et de 180 MW à
18 l'horizon 4 ans. Ceci découle principalement de la diminution de l'aléa sur les besoins en
19 énergie. Quant à l'aléa climatique, il est légèrement inférieur à celui présenté dans l'état
20 d'avancement 2011, avec une baisse de 50 MW à l'horizon de 4 ans, en raison de la
21 réévaluation des besoins de chauffage.

3. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION

3.1. Approvisionnements existants

1 Le portefeuille du Distributeur comporte maintenant cinquante-huit (58) contrats
2 d'approvisionnement de long terme. Depuis le dépôt de l'état d'avancement 2011, le
3 Distributeur a signé huit (8) nouveaux contrats :

4 • Trois contrats totalisant 34,7 MW ont été signés dans le cadre du Programme
5 d'achat d'électricité issue de projets hydroélectriques de 50 MW et moins
6 (PAÉ 2009-01), soit les projets Val-Jalbert (16,0 MW), Les Chutes du Six Mille
7 (13,2 MW) et La Chute du Quatre Mille (5,5 MW). À ce jour, huit des treize
8 projets retenus dans le cadre de ce programme sont sous contrat et deux projets
9 ont été abandonnés par leur promoteur ;

10 • Cinq contrats totalisant 152,5 MW ont été signés dans le cadre du Programme
11 d'achat d'électricité produite par des centrales de cogénération à base de
12 biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins (PAÉ 2011-01), soit les
13 projets Tembec Témiscaming (50,0 MW), Fibrek St-Félicien (33,2 MW)
14 actuellement en service, PF Résolu Dolbeau (26,5 MW), Innoventé Trois-
15 Rivières (8,8 MW) et Fortress Lebel-sur-Quévillon (34,0 MW).

16 Le Distributeur fait aussi part à la Régie de développements survenus dans le cadre de
17 projets qui étaient déjà sous contrat lors du dépôt de l'état d'avancement 2011 :

18 • Le parc éolien de Montagne Sèche (58,5 MW) a été mis en service le 25
19 novembre 2011 et la phase 1 du parc éolien de Gros-Morne (100,5 MW) le 29
20 novembre 2011. Ces projets sont issus du premier appel d'offres d'énergie
21 éolienne.

22 • La phase 2 du parc éolien de St-Ulric St-Léandre (22,5 MW) est reportée à une
23 date ultérieure. Le fournisseur poursuit les démarches afin de réaliser la
24 deuxième phase du projet tout en assurant sa viabilité économique. Ce projet
25 est également issu du premier appel d'offres d'énergie éolienne.

- 1 • Le parc éolien Le Plateau (138,6 MW) a été mis en service le 28 mars 2012 et le
2 parc éolien St-Robert-Bellarmin (80,0 MW) le 11 octobre 2012. Ces deux projets
3 sont issus du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne.
- 4 • La mise en service du parc éolien De L'Érable, issu du deuxième appel d'offres
5 d'énergie éolienne, est reportée au 1^{er} décembre 2013.
- 6 • La phase 1 de la centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland
7 Thibault (1,0 MW) a été mise en service le 29 juin 2012, la centrale de
8 cogénération au biogaz de St-Thomas (9,4 MW) le 4 juillet 2012 et la centrale de
9 cogénération St-Nicéphore (7,6 MW) le 2 octobre 2012. Ces projets sont issus
10 de l'appel d'offres lancé en 2009 pour l'achat d'énergie produite par
11 cogénération à la biomasse.
- 12 • Le projet St-Valentin (50 MW), renommé Témiscouata II, sera relocalisé dans la
13 MRC de Témiscouata. Le début des livraisons est maintenant prévu pour 2015.
- 14 • La suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2013 a été
15 approuvée par la Régie dans la décision D-2012-118.

3.2. Approvisionnements en cours d'acquisition

16 La quantité visée par le Programme d'achat d'électricité produite par des centrales de
17 cogénération à base de biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins
18 (PAÉ 2011-01) a été rehaussée de 150 MW en vertu de la décision D-2012-81, pour un
19 total de 300 MW. Ce programme prendra fin à la plus hâtive des dates suivantes : le 20
20 décembre 2013 ou à la date de signature du dernier contrat permettant d'atteindre
21 300 MW en puissance contractuelle.

22 Conformément à la décision D-2011-193 relative à l'Entente globale de modulation, le
23 Distributeur a entamé une procédure d'appel d'offres en vue de l'acquisition de services
24 d'intégration éolienne. Ainsi, le 24 avril 2012, un appel de qualification (QA/O 2012-01) a
25 été lancé par le Distributeur afin de procéder à la présélection d'intéressés à
26 soumissionner qui satisfont aux exigences minimales requises pour fournir ce type de
27 service. Le 19 juin 2012, une demande d'annulation du processus d'appel de

1 qualification a été déposée à la Régie⁴. En attente de la décision de la Régie à cet
2 égard, le Distributeur a demandé aux intéressés à soumissionner de prolonger la validité
3 de leurs dossiers de qualification jusqu'au 31 mars 2013. Lorsque la Régie aura rendu
4 une décision dans le dossier R-3806-2012, le Distributeur déploiera tous les efforts afin
5 d'assurer la continuité de la prestation des services d'intégration éolienne.

3.3. Moyens spécifiques pour satisfaire les besoins de pointe

6 Parmi les moyens spécifiques au comblement des besoins de puissance en période de
7 pointe, le Distributeur dispose de l'abaissement de tension et de l'option d'électricité
8 interruptible, qui comptent respectivement pour 250 MW et 850 MW sur l'horizon du
9 Plan.

10 Pour l'hiver 2012-2013, les demandes d'adhésion à l'option d'électricité interruptible
11 totalisent 969 MW. À ces quantités s'ajoute un bloc de 150 MW d'électricité interruptible
12 faisant suite à l'adoption du décret 352-2012 à l'égard d'un contrat spécial de 500 MW
13 avec Aluminerie Alouette. Le bloc d'électricité interruptible mis à la disposition du
14 Distributeur par Aluminerie Alouette augmente à 450 MW à compter de l'hiver 2016-
15 2017.

16 Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses contrats de long terme, le
17 Distributeur compte toujours sur un potentiel de 1 100 MW sur les marchés de court
18 terme, associé notamment à la capacité d'interconnexion avec le marché de New York
19 via les chemins MASS-HQT et DEN-HQT.

3.4. Gestion de la demande en puissance

20 Dans sa décision D-2011-162 (paragraphe 159), la Régie demande au Distributeur
21 d'examiner le potentiel technico-économique (PTÉ) de la gestion de la consommation
22 (ci-après « gestion de la demande en puissance »⁵) pour tous les secteurs en réseau

⁴ Demande d'annulation de l'appel de qualification (QA/O 2012-01) en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne, dossier R-3806-2012.

⁵ Afin d'assurer une uniformité de la terminologie utilisée, le Distributeur propose de retenir dorénavant le terme « Gestion de la demande en puissance » en remplacement de « Gestion de la consommation » pour définir toute intervention du Distributeur auprès des clients visant à réduire les besoins en puissance du Distributeur.

1 intégré et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012. Ce rapport
2 est joint au dépôt du présent état d'avancement.

3 Pour le secteur résidentiel, le PTÉ de la gestion de la demande en puissance est
4 d'environ 800 MW. Ce PTÉ peut provenir d'une gestion automatisée des points de
5 consigne ou de mesures de type comportemental. Le Distributeur exploite déjà en partie
6 ce potentiel de déplacement de charge dans le cadre de ses appels au public lors des
7 pointes exceptionnelles du réseau. Au cours des prochaines années, le Distributeur
8 poursuivra ses analyses en vue de quantifier le potentiel réalisable à long terme et de
9 déterminer la fiabilité des appels au public. D'ailleurs, le Distributeur travaille
10 actuellement à déployer des activités pour sensibiliser les clients à l'importance de
11 réduire leur consommation d'électricité durant les heures de pointe du réseau. Cette
12 démarche s'inscrit dans le cadre d'une stratégie plus large qui prévoit offrir un
13 portefeuille d'offres personnalisées de services aux clients afin de les aider à mieux
14 gérer leur consommation. La mise en place des compteurs de nouvelle génération
15 facilitera le déploiement de cette stratégie de sensibilisation.

16 Pour le secteur commercial et institutionnel, le PTÉ de la gestion de la demande en
17 puissance se situe à environ 1 300 MW et provient de l'installation de différents
18 appareils de chauffage (stockage thermique ou biénergie). Le potentiel
19 commercialement réalisable de ces mesures reste toutefois à être démontré,
20 particulièrement dans ce secteur où les mesures peuvent avoir un impact sur les appels
21 de puissance facturés aux clients. De plus, le PTÉ du secteur commercial et
22 institutionnel ne peut être cumulé à celui du secteur résidentiel, en raison des reprises
23 de charge qui accompagnent généralement les réductions des besoins de puissance
24 associées aux mesures de gestion de la demande en puissance de ces deux secteurs.
25 Le PTÉ maximal combiné des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel est donc
26 de l'ordre de 1 300 MW.

27 Aux secteurs industriels, le PTÉ de la gestion de la demande en puissance provient
28 essentiellement des mesures visant à réduire ou interrompre la production pour des
29 durées variables. Pour la petite et moyenne industrie, le PTÉ demeure marginal et est
30 évalué à environ 60 MW. Pour la grande industrie, l'électricité interruptible permet au
31 Distributeur d'exploiter la quasi-totalité du PTÉ de ce secteur.

1 Suite aux résultats du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, et tel que
2 mentionné précédemment, le Distributeur poursuivra son analyse par l'évaluation du
3 potentiel réalisable compte tenu des différentes barrières commerciales. Par ailleurs, le
4 Distributeur poursuit également ses travaux destinés à valider le potentiel de mesures
5 de contrôle direct de la charge suite à l'implantation des compteurs de nouvelle
6 génération. Il procède d'ailleurs à des essais dans des maisons expérimentales au
7 Laboratoire des technologies de l'énergie afin d'évaluer les stratégies de contrôle de
8 charges et l'impact de leur reprise sur la demande en puissance. Ces travaux devraient
9 prendre fin en 2013.

3.5. Mesurage net

10 Dans sa décision D-2011-162 (paragraphe 264 et 265), la Régie demande au
11 Distributeur de déposer un bilan de l'option de mesurage net pour autoproducteur et
12 d'identifier les facteurs qui expliquent le faible niveau de participation.

13 L'option de mesurage net est offerte par le Distributeur depuis 2006. Le nombre total
14 d'abonnements en date du 31 juillet 2012 était de 24. La puissance installée varie entre
15 3 kW et 6 kW pour les installations solaires et entre 1 kW et 5 kW pour les installations
16 éoliennes. La répartition des abonnements à l'option de mesurage net par sources
17 d'énergie utilisée est présentée au tableau 3.1.

18 **TABLEAU 3.1**
19 **ABONNEMENTS À L'OPTION DE MESURAGE NET AU 31 JUILLET 2012**

Source d'énergie utilisée	Nombre d'abonnements	kW installés
Solaire	20	84
Éolienne	3	11
Hybride (solaire/éolien)	1	4
Total	24	100

20

21 L'année 2012 est marquée par un volume élevé de demandes d'adhésion de sorte que
22 le nombre total d'abonnements à l'option de mesurage net devrait s'élever à près de 45
23 au 31 décembre 2012. La proportion de l'énergie éolienne comme source d'énergie
24 d'autoproduction pour les demandes en cours d'analyse s'élève présentement à plus de

- 1 70 %. Cela s'explique par le démarchage intensif des distributeurs de ce type
2 d'équipements en milieu agricole.
- 3 Le principal frein à l'option de mesurage net demeure le montant élevé d'investissement
4 pour une installation d'autoproduction. Outre leur coût, les éoliennes présentent un défi
5 additionnel d'intégration puisqu'elles peuvent faire l'objet de restrictions de zonage.
- 6 Par ailleurs, les motifs d'adhésion à l'option de mesurage net évoqués par les clients
7 demeurent la protection de l'environnement, la réduction de la consommation
8 d'électricité provenant du réseau et l'aspect novateur des technologies d'autoproduction.

4. BILANS DU DISTRIBUTEUR ET DÉPLOIEMENT DES MOYENS

4.1. Besoins en énergie

1 Par rapport à l'état d'avancement 2011, les besoins en énergie sont en baisse de
2 5,3 TWh sur la période 2012-2020 alors que l'augmentation de la quantité visée par le
3 PAÉ 2011-01 (biomasse) entraîne une hausse de 6,2 TWh des approvisionnements de
4 long terme sur la même période. Afin de gérer les surplus, le Distributeur dispose d'une
5 entente avec TCE visant la suspension des livraisons de sa centrale à Bécancour et des
6 Conventions d'énergie différée avec le Producteur.

7 Compte tenu de la hausse des surplus attendus, la suspension des livraisons de la
8 centrale de TCE est prévue jusqu'au 31 décembre 2017, soit deux années de plus que
9 dans la planification présentée dans l'état d'avancement 2011. Par la suite, soit à
10 compter de janvier 2018, le Distributeur maintient l'hypothèse que la centrale de TCE
11 pourrait contribuer uniquement au comblement des besoins d'hiver.

12 En ce qui a trait aux Conventions d'énergie différée, le Distributeur planifie dorénavant
13 l'utilisation des rappels sur la base de l'engagement contractuel du Producteur, soit
14 400 MW, et détermine, année après année, les quantités d'énergie différée en fonction
15 des rappels obtenus et de la marge de manœuvre dont il dispose. Compte tenu de la
16 hausse des surplus attendus sur l'horizon du Plan, le Distributeur n'est pas en mesure
17 d'accroître les quantités d'énergie différée. En conséquence, le Distributeur ne prévoit
18 pas différer l'énergie du contrat en base sur la période 2013-2015.

19 Par ailleurs, conformément à la décision D-2012-024, le Distributeur n'a pas eu recours
20 aux transactions financières avec le Producteur en 2012 et n'entend pas y avoir recours
21 de nouveau.

22 Le tableau 4.1 présente le bilan en énergie après redéploiement des moyens de gestion
23 du Distributeur.

1
2

**TABLEAU 4.1
BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	181,8	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	2,9	7,3	8,9	9,9	13,4	14,1	15,8	17,7	20,3
- Appro. non patrimoniaux	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
▪ HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
▪ <i>Cyclable</i>	0,1	0,6	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
▪ <i>Base</i>	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
▪ <i>Énergie différée</i>	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
▪ <i>Énergie rappelée</i>	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
▪ Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
▪ Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
▪ Éolien II : 2000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
▪ Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
▪ Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
▪ Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
▪ Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
= AAR (surplus)	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

3
4

4.2. Besoins en puissance

4.2.1. Critère de fiabilité en puissance

5 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'équilibre offre-demande, le Distributeur doit
6 prévoir une réserve suffisante pour faire face aux aléas de la demande et au risque
7 d'indisponibilité de ses ressources. Cette réserve est établie de manière à respecter le
8 critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage
9 dans une zone de réglage n'excède pas 0,1 jour par année.

4.2.2. Taux de réserve requise

10 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le
11 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe du réseau. Le tableau 4.2
12 présente l'évolution des taux de réserve requise depuis le dépôt de l'état d'avancement
13 2011.

1
2
3

TABLEAU 4.2
ÉVOLUTION DU TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+1 an	+2 ans	+3 ans
État d'avancement 2011	9,1%	9,5%	10,2%	10,8%
État d'avancement 2012	9,5%	9,6%	9,9%	10,3%

4
5

6 L'augmentation du taux de réserve pour l'année courante s'explique principalement par
7 l'ajout de nouveaux moyens en puissance, tels la puissance interruptible d'Aluminerie
8 Alouette (décret 352-2012) de même que l'ajout d'approvisionnements provenant de
9 centrales de biomasse (PAÉ 2011-01). À plus long terme, la hausse de la réserve
10 associée aux nouveaux approvisionnements est plus que compensée par la baisse de
11 l'aléa global sur les besoins en puissance.

4.2.3. Bilan en puissance

12 Le bilan en puissance présenté au tableau 4.3 fait état d'une baisse de 340 à 750 MW
13 des besoins prévus à la pointe, par rapport à l'état d'avancement 2011, pour les hivers
14 2012-2013 et suivants. Il intègre la réserve requise nécessaire au respect du critère de
15 fiabilité, il tient compte des engagements de long terme du Distributeur et des moyens
16 qu'il prévoit déployer à l'horizon du Plan, soit la suspension des livraisons de la centrale
17 de TCE jusqu'à la fin de l'année 2017, de même que les rappels d'énergie limités à
18 400 MW et assortis d'une garantie de puissance. Il incorpore en outre une contribution
19 de 35 % des éoliennes conformément au produit recherché dans le cadre de l'appel de
20 qualification QA/O 2012-01.

21 Le Distributeur ajustera son bilan de puissance de la pointe 2012-2013 en fonction de la
22 révision des besoins de court terme. Les besoins et les moyens déployés par le
23 Distributeur pour assurer l'adéquation des ressources de la pointe 2012-2013 seront
24 intégrés à l'attestation de fiabilité en puissance que le Distributeur présentera à la Régie,
25 en novembre, dans le cadre du suivi de la décision D-2011-162 (paragraphe 114 et
26 115).

1 Au-delà du déploiement des moyens dont dispose le Distributeur et de la contribution
2 des marchés de court terme, des besoins de puissance significatifs apparaissent à
3 compter de l'hiver 2016-2017. Considérant que le Distributeur pourrait, au besoin,
4 devancer l'utilisation de la centrale de TCE pour répondre aux besoins de cette pointe,
5 les moyens dont il dispose ainsi que la contribution des marchés de court terme suffisent
6 à couvrir les besoins en puissance jusqu'à la pointe hivernale 2016-2017, inclusivement.
7 Le Distributeur estime donc qu'il n'y a pas lieu de procéder à un appel d'offres de
8 puissance de long terme avant le prochain plan d'approvisionnement.

9 **TABLEAU 4.3**
10 **BILAN EN PUISSANCE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN MW)**

	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 262	37 748	37 986	38 448	38 799	39 196	39 548	39 928
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 534	3 607	3 779	3 963	4 184	4 280	4 316	4 355
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	3 354	3 913	4 323	4 969	5 541	6 034	6 422	6 841
- Approvisionnements non patrimoniaux	3 056	3 265	3 565	3 821	4 171	4 718	4 718	4 718
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
<i>Dont : Garantie de puissance associée aux rappels</i>	400	400	400	400	400	400	400	400
• Éolien I : 1 000 MW ⁽¹⁾	286	294	294	294	294	294	294	294
• Éolien II : 2 000 MW ⁽¹⁾	240	477	588	702	702	702	702	702
• Éolien III : 500 MW ⁽¹⁾	0	25	59	102	102	102	102	102
• Biomasse (Kruger et Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24
• Biomasse II : 125 MW	51	52	52	52	52	52	52	52
• Biomasse III : 300 MW	60	60	150	250	300	300	300	300
• Petite hydraulique : 150 MW	27	84	147	147	147	147	147	147
• Électricité interruptible	969	850	850	850	850	850	850	850
• Autres approvisionnements de long terme	150	150	150	150	450	450	450	450
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	300	650	760	1 150	1 370	1 320	1 700	2 120
- Contribution des marchés de court terme	300	650	760	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise	-	-	-	50	270	220	600	1 020

11 Note (1) : Contribution de 35 % des éoliennes, conformément au produit recherché dans le cadre de l'appel de qualification QA/O 2012-01.

5. CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

5.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

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

3 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario
4 moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans
5 encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance
6 supérieure à 5 TWh par année. » (D-2011-162)

7 Le tableau 5.1 présente l'impact sur les besoins énergétiques à combler considérant un
8 écart type au-delà des besoins du scénario moyen, de même que les moyens qui
9 pourraient être déployés pour assurer le respect du critère de fiabilité en énergie.

10 **TABLEAU 5.1**
11 **MOYENS UTILISÉS POUR RESPECTER**
12 **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (EN TWh)**

	2013	2014	2015	2016	2017
AAR après déploiement des moyens (réf. Tableau 4.1)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2.5.1)	3,3	3,5	3,8	4,6	6,1
= AAR + 1 écart type	(0,8)	(1,6)	(1,8)	1,8	3,2
Moyens disponibles (potentiel maximal)	1,6	6,0	6,0	7,9	7,9
- Utilisation accrue de TCE	-	4,3	4,3	4,3	4,3
- Utilisation accrue du contrat cyclable	1,6	1,7	1,7	1,5	1,5
- Utilisation accrue du contrat en base	-	-	-	2,1	2,1
= AAR après gestion	(2,4)	(7,5)	(7,8)	(6,1)	(4,6)

13

14

15 Les surplus énergétiques prévus au cours des prochaines années contribuent
16 grandement à limiter le recours au marché de court terme hors Québec à l'horizon de
17 2017. Les besoins maximum à satisfaire sont atteints en 2017 et s'élèvent à 3,2 TWh,
18 considérant un aléa global de 6,1 TWh. Outre une utilisation accrue du contrat avec TCE
19 et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, le Distributeur pourrait accroître

1 les rappels du compte d'énergie différée. Le Distributeur dispose donc de suffisamment
2 de moyens pour assurer le respect de son critère de fiabilité en énergie.

5.2. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

3 Le Distributeur doit s'assurer que son principal fournisseur est en mesure de répondre à
4 ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la Régie.

5 À la demande de la Régie, le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect du
6 critère de fiabilité en énergie du Producteur. Une attestation à cet effet est déposée et
7 rendue publique, en mai, août et novembre de chaque année⁶.

8 Les documents concernant le suivi de novembre 2012 seront transmis à la Régie dès
9 qu'ils seront disponibles.

⁶ Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse Internet suivante :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2011-162_CriteresFiabilite.html.

6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

6.1. État d'avancement 2012

1 Le Distributeur maintient la plupart des stratégies et données relatives aux réseaux
2 autonomes. Concernant les augmentations de puissance des équipements de
3 production à l'horizon 2013, les mises à jour suivantes sont à souligner.

- 4 • L'augmentation de puissance à la centrale d'Opitciwan, initialement prévue en
5 2011, est toujours reportée. La solution retenue afin d'assurer le respect du
6 critère de puissance garantie est l'interruption de la charge de la scierie, au
7 besoin. Le Distributeur a déposé à la Régie une demande d'approbation d'un
8 tarif interruptible en ce sens au dossier R-3814-2012 (HQD-12, document 2,
9 pages 18-23).
- 10 • Les augmentations de puissance à Puvirnituq et à Kangirsuk ont été réalisées tel
11 que prévu, soit en 2011 et 2012 respectivement.

12 À Cap-aux-Meules et à Tasiujaq, le Distributeur a mis en œuvre des moyens pour faire
13 face aux dépassements du critère de puissance garantie prévus à court terme.

- 14 • À Cap-aux-Meules, l'interruption d'une charge industrielle, faisant également
15 l'objet de la demande d'approbation d'un tarif interruptible déposée à la Régie au
16 dossier R-3814-2012, et l'installation temporaire de groupes électrogènes de
17 secours de 2 MW de novembre 2013 à mars 2014 sont envisagées. L'installation
18 temporaire de groupes électrogènes de secours sera répétée annuellement tant
19 qu'une solution permanente à long terme ne sera pas mise en œuvre.
20 Concernant les scénarios d'alimentation à long terme des Îles-de-la-Madeleine,
21 l'avant-projet du raccordement avec la Gaspésie devrait être terminé en 2015.
22 Par la suite, une analyse sera réalisée sur le meilleur scénario d'alimentation à
23 long terme à retenir.
- 24 • À Tasiujaq, un groupe électrogène de secours de 540 kW a été installé près de
25 la centrale en attendant une décision sur le projet d'augmentation de la capacité
26 de production.

1 Les études relatives aux projets de jumelage éolien-diesel (JED) à Kangiqsualujuaq et
2 aux Îles-de-la-Madeleine se poursuivent. Toutefois, le choix des sites a constitué un
3 enjeu majeur au cours de la dernière année.

- 4 • À Kangiqsuallujuaq, suite au refus du premier site par NAV Canada, un nouveau
5 site a été identifié et présenté au milieu et aux autorités concernées. L'étude
6 d'intégration, en partie tributaire au choix du site, se poursuit. Des résultats
7 devraient être disponibles au cours de l'année 2013. Entretemps, le Distributeur
8 a réalisé des essais à la centrale de Kangiqsuallujuaq afin de valider les
9 modèles techniques des équipements sur place. Ceci permettra de préciser la
10 simulation technique des différents équipements requis au projet éolien.
- 11 • Aux Îles-de-la-Madeleine, le site qui avait été identifié a été refusé par
12 NAV Canada au cours de la dernière année. Un nouveau site a été accepté par
13 NAV Canada et est en processus d'acceptation par le milieu concerné. L'étude
14 d'intégration se poursuit et des résultats sont attendus au cours de l'année 2013.

15 Pour le Nunavik, le projet de centrale hydraulique au fil de l'eau à Inukjuak est toujours
16 en discussion avec la communauté et le financement demeure un enjeu pour cette
17 dernière. Par ailleurs, un projet d'énergie renouvelable est présentement à l'étude à la
18 demande de la communauté de Whapmagoostui. Ce projet comprend plusieurs
19 technologies : éolienne, biomasse et solaire. Le Distributeur est en attente de l'étude de
20 faisabilité de ce projet.

21 Concernant le projet pilote d'une hydrolienne au Nunavik, la compagnie RER a effectué
22 des relevés sur la rivière Koksoak à Kuujuaq en août 2012 afin d'identifier un site
23 potentiel. Les résultats sont attendus d'ici la fin de l'année 2012.

24 Pour Opitciwan, l'étude du projet de production d'énergie à partir de la biomasse est
25 toujours en cours. Le Distributeur est en attente de l'étude de faisabilité de ce projet,
26 prévue d'ici la fin de l'année 2012.

27 Par ailleurs, l'inventaire des énergies renouvelables effectué par le Distributeur sera
28 inclus au PTÉ en réseaux autonomes qui sera déposé à la Régie en 2013.

6.2. Suivi de la décision D-2011-162

1 Au paragraphe 325 de sa décision, la Régie « *demande au Distributeur de présenter,*
2 *dans l'état d'avancement 2012 du Plan, les actions entreprises ou prévues pour*
3 *améliorer la précision des données relatives aux pertes en réseaux autonomes ainsi que*
4 *l'échéancier de mise en place de ces actions.* »

5 Le Distributeur planifie les actions suivantes relatives au dossier :

- 6 • Valider le mesurage de la production et des services auxiliaires des centrales.
7 Cet exercice est déjà réalisé. La mesure de la production et des services
8 auxiliaires du Nunavik sera réajustée en fonction de la date de lecture de
9 l'opérateur en fin d'année. Le relevé de la lecture des services auxiliaires à la
10 centrale de l'île d'Entrée est réalisé.
- 11 • Préciser la quantité d'énergie associée à l'usage interne en validant sur le terrain
12 la liste des installations comptabilisées dans l'usage interne par réseau et en
13 vérifiant l'estimation des charges non mesurées (ex. : usage interne poste de
14 transport) pour juin 2013. En 2012, le Distributeur a fait l'ajout d'un compteur au
15 poste PLA sur le réseau de Schefferville pour le mesurage de son usage interne.
16 Des projets sont à l'étude pour ajouter du mesurage à d'autres endroits sur ce
17 réseau.
- 18 • Valider les ventes publiées / livrées par secteurs de consommation pour juin
19 2013.
- 20 • Effectuer le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque
21 réseau pour juin 2013.

22 Au paragraphe 345 de sa décision, la Régie énonce que « *[c]ependant, compte tenu*
23 *que le Distributeur comble déjà son critère de puissance garantie à Schefferville par*
24 *l'utilisation de groupes électrogènes de secours, la Régie demande au Distributeur*
25 *d'examiner la possibilité d'appliquer une telle option ailleurs en réseaux autonomes, par*
26 *exemple aux Îles-de-la-Madeleine. Les conclusions de cet examen devront être*
27 *déposées dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan.* »

1 Le Distributeur rappelle que les groupes électrogènes de secours installés à
2 Schefferville ne servent que de façon temporaire en attendant une solution permanente
3 permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement. En aucun cas ces groupes
4 électrogènes ne peuvent à long terme combler le critère de puissance garantie de ce
5 réseau et en assurer la fiabilité. Dans le cadre du dossier R-3814-2012 (HQD-8,
6 document 5) le Distributeur réitère le besoin d'une centrale de réserve permanente.

7 Tel que mentionné à la section 6.1, une telle option est d'ailleurs envisagée à la centrale
8 de Cap-aux-Meules en attendant qu'une décision soit prise sur le scénario d'alimentation
9 à long terme des Îles-de-la-Madeleine.

10 Au paragraphe 354 de sa décision, la Régie « *demande au Distributeur de mettre à jour*
11 *le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-*
12 *Madeleine, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012*
13 *du Plan.* »

14 Étant donné l'état d'avancement actuel des projets éoliens au Nunavik et aux Îles-de-la-
15 Madeleine et les difficultés décrites plus haut, le Distributeur ne possède pas encore
16 d'informations plus précises sur les coûts des projets éoliens dans ces réseaux, ni sur
17 leur taux de pénétration attendu. Dans ce contexte, le Distributeur considère que la mise
18 à jour de cette étude théorique n'apportera pas d'information utile aux futurs projets
19 éoliens. Le Distributeur réitère donc son intention d'attendre les résultats des études des
20 deux projets en cours avant de mettre le rapport d'expertise à jour.

ANNEXE A

SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES

1
2

TABLEAU A.1
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)	6 507	6 576	6 636	6 698	6 742	6 791	6 838	6 882	6 926	6 970	7 014
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	53,4	47,1	40,8	36,3	34,0	33,0	31,0	30,0	29,0	29,7	29,1
Croissance du PIB total¹ (%)	2,5	1,7	1,0	2,0	2,2	2,4	1,9	1,6	1,4	1,5	1,5
Croissance du PIB manufacturier¹ (%)	1,7	0,0	1,4	-0,9	0,8	1,0	0,7	0,3	0,4	-0,1	0,0
Croissance du PIB tertiaire¹ (%)	2,2	1,7	1,7	1,6	2,2	2,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8
Croissance de l'emploi total (%)	1,8	1,0	0,7	2,1	1,1	0,7	0,4	0,2	0,1	0,2	0,1
Croissance du revenu du travail¹ (%)	2,9	1,1	2,7	3,2	1,7	1,5	1,2	1,0	0,8	0,9	0,8

3

¹ La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle du revenu du travail 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 dans les tableaux B.1 et B.2 les fourchettes d'encadrement de
 2 la prévision de la demande du présent état d'avancement. Elles se fondent sur les
 3 estimations de l'aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales, telles
 4 que présentées à la section 2.5. Les fourchettes d'encadrement couvrent une probabilité
 5 d'occurrence d'environ 80 % et correspondent à plus ou moins 1,3 écart type.

6 **TABLEAU B.1**
 7 **FOURCHETTE D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**
 8 **BESOINS EN ÉNERGIE (EN TWh)**

	2010 ¹	2011 ¹	2012 ²	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-2020 tx annuel moyen
Besoins en énergie moins 1,3 écart type	184,7	184,6	182,9	183,0	184,2	184,7	187,1	185,5	186,7	187,7	189,8	5,1	0,3%
Besoins en énergie prévus	184,7	184,6	184,4	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2	14,5	0,8%
Besoins en énergie plus 1,3 écart type	184,7	184,6	185,9	189,4	191,3	192,8	197,5	200,4	202,7	205,3	208,6	23,9	1,2%

¹ Besoins publiés, normalisés pour les conditions climatiques.

² Incluant les besoins publiés de janvier à juillet 2012, normalisés pour les conditions climatiques

9
 10 **TABLEAU B.2**
 11 **FOURCHETTE D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**
 12 **BESOINS EN PUISSANCE (EN MW)**

	2009- 2010 ¹	2010- 2011 ¹	2011- 2012 ¹	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Besoins en puissance moins 1,3 écart type	36 050	36 830	36 970	36 446	36 752	36 835	37 114	37 107	37 270	37 503	37 763	1 713	0,5%
Besoins en puissance prévus	36 050	36 830	36 970	37 262	37 748	37 986	38 448	38 799	39 196	39 548	39 928	3 878	1,0%
Besoins en puissance plus 1,3 écart type	36 050	36 830	36 970	38 078	38 744	39 137	39 782	40 491	41 122	41 593	42 093	6 043	1,6%

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 2011

1
2
3
4

**TABLEAU C.1
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
(EN TWh)**

	2010 ¹	2011 ^{2,3}	2012 ⁴	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-20 tx annuel moyen
Résidentiel et agricole													
État d'avancement 2012 du Plan	62,2	63,9	64,7	65,5	65,6	65,6	66,1	66,4	67,0	67,7	68,8	6,6	1,0%
État d'avancement 2011 du Plan	62,2	64,2	64,6	64,8	65,1	65,8	66,7	67,0	67,7	68,3	69,0	6,9	1,1%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	-0,3	0,1	0,8	0,5	-0,2	-0,5	-0,7	-0,7	-0,6	-0,2	-0,2	
Commercial et institutionnel													
État d'avancement 2012 du Plan	34,7	33,9	34,6	34,7	35,1	35,4	35,8	35,9	36,0	36,3	36,7	2,0	0,6%
État d'avancement 2011 du Plan	34,7	33,8	34,7	35,1	34,9	34,7	34,9	34,8	34,7	34,7	34,8	0,1	0,0%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,2	-0,1	-0,4	0,2	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,9	1,9	
Industriel PME													
État d'avancement 2012 du Plan	8,7	9,4	9,1	8,8	9,4	9,5	9,0	8,9	8,7	8,7	8,7	0,0	0,0%
État d'avancement 2011 du Plan	8,7	9,5	9,5	9,7	9,7	9,6	9,6	9,5	9,5	9,5	9,5	0,7	0,8%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	-0,4	-0,9	-0,2	-0,1	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	
Industriel Grandes entreprises													
État d'avancement 2012 du Plan	59,8	58,2	56,9	58,0	58,2	58,8	61,6	62,1	63,1	63,9	64,8	5,0	0,8%
État d'avancement 2011 du Plan	59,8	57,8	57,1	57,6	58,3	60,0	63,1	63,7	64,3	64,3	64,6	4,8	0,8%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,4	-0,2	0,5	-0,1	-1,2	-1,5	-1,6	-1,2	-0,5	0,2	0,2	
Alumineries													
État d'avancement 2012 du Plan	25,1	23,9	23,3	24,3	24,2	24,3	26,7	26,9	27,4	27,9	28,5	3,5	1,3%
État d'avancement 2011 du Plan	25,1	23,8	23,2	23,7	24,1	25,1	28,2	28,6	28,8	29,1	29,6	4,5	1,7%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,1	0,1	0,7	0,1	-0,8	-1,6	-1,7	-1,4	-1,1	-1,0	-1,0	
Pâtes et papiers													
État d'avancement 2012 du Plan	15,2	14,1	12,7	12,0	11,6	11,3	11,2	11,0	10,8	10,6	10,5	-4,7	-3,6%
État d'avancement 2011 du Plan	15,2	13,8	13,1	12,5	12,1	11,9	11,1	10,7	10,6	10,4	10,0	-5,2	-4,1%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,3	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	
Pétrole et chimie													
État d'avancement 2012 du Plan	6,0	5,9	5,9	5,8	5,9	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5	-0,5	-0,9%
État d'avancement 2011 du Plan	6,0	5,8	5,5	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,0	-1,0	-1,9%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,1	0,4	0,5	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	
Mines													
État d'avancement 2012 du Plan	2,7	3,3	3,4	3,7	4,1	4,3	4,6	4,9	5,3	5,7	6,1	3,5	8,6%
État d'avancement 2011 du Plan	2,7	3,4	3,8	4,5	5,1	5,9	6,6	7,4	8,0	8,2	8,3	5,6	12,0%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	-0,1	-0,4	-0,8	-1,0	-1,5	-2,0	-2,5	-2,6	-2,4	-2,2	-2,2	
Sidérurgie, fonte et affinage													
État d'avancement 2012 du Plan	7,7	7,7	8,3	8,7	9,1	9,3	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	2,0	2,3%
État d'avancement 2011 du Plan	7,7	7,7	8,5	8,5	8,6	8,7	8,7	8,6	8,6	8,6	8,7	1,0	1,2%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	-0,2	0,2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	
Autres industriels													
État d'avancement 2012 du Plan	3,2	3,2	3,4	3,4	3,4	3,7	3,9	4,1	4,3	4,4	4,5	1,3	3,5%
État d'avancement 2011 du Plan	3,2	3,2	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	-0,2	-0,5%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,4	0,7	0,9	1,2	1,3	1,5	1,5	
Autres													
État d'avancement 2012 du Plan	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8	0,5	1,0%
État d'avancement 2011 du Plan	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	0,3	0,6%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC													
État d'avancement 2012 du Plan	170,6	170,8	170,7	172,5	173,9	174,9	178,2	178,9	180,5	182,2	184,7	14,1	0,8%
État d'avancement 2011 du Plan	170,6	170,6	171,4	172,5	173,5	175,6	179,8	180,6	181,7	182,3	183,5	12,9	0,7%
Écart par rapport à l'État d'avancement 2011	0,0	0,3	-0,7	0,0	0,4	-0,6	-1,6	-1,7	-1,2	-0,1	1,2	1,2	

1 Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Pour l'état d'avancement 2011 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2011, normalisées pour les conditions climatiques.

3 Pour l'état d'avancement 2012 du Plan, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques.

4 Pour l'état d'avancement 2012 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2012, normalisées pour les conditions climatiques.

5

1
2
3
4

TABLEAU C.2
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
(EN TWh)

	2010 ^{1,2}	2011 ^{1,2}	2012 ¹	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croiss. 2010-2020
Consommation visée par le Plan												
État d'avancement 2012	170,9	171,2	171,0	172,7	174,1	175,1	178,4	179,0	180,6	182,3	184,8	13,9
État d'avancement 2011	170,9	170,9	171,6	172,7	173,6	175,7	179,9	180,7	181,8	182,4	183,6	12,6
Écart	0,0	0,3	-0,6	0,0	0,5	-0,6	-1,5	-1,7	-1,2	-0,1	1,2	
Pertes de distribution et de transport												
État d'avancement 2012	13,8	13,4	13,3	13,5	13,6	13,7	13,9	14,0	14,1	14,2	14,4	0,6
État d'avancement 2011	13,7	13,3	13,2	13,3	13,4	13,5	13,9	13,9	14,0	14,0	14,1	0,4
Écart	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	
Besoins visés par le Plan												
État d'avancement 2012	184,7	184,6	184,4	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2	14,5
État d'avancement 2011	184,7	184,2	184,8	186,0	187,0	189,2	193,8	194,6	195,8	196,5	197,7	13,0
Écart	0,0	0,3	-0,4	0,2	0,7	-0,5	-1,5	-1,6	-1,1	0,1	1,5	

¹ Pour l'état d'avancement 2012, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

² Pour l'état d'avancement 2011, valeurs normalisées pour les conditions climatiques.

5

6

7

8

9

TABLEAU C.3
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2011
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
(EN MW)

	2009- 2010 ^{1,2}	2010- 2011 ^{1,2}	2011- 2012 ¹	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croiss. 09-19
Chauffage résidentiel et agricole												
État d'avancement 2012	10 690	10 898	11 025	11 124	11 227	11 308	11 390	11 477	11 560	11 640	11 722	1 032
État d'avancement 2011	10 990	11 189	11 399	11 550	11 685	11 814	11 943	12 118	12 268	12 395	12 486	1 496
Écart	-300	-291	-374	-426	-458	-506	-553	-641	-708	-755	-764	
Chauffage commercial et institutionnel												
État d'avancement 2012	3 327	3 397	3 468	3 551	3 612	3 648	3 678	3 705	3 728	3 753	3 780	453
État d'avancement 2011	3 394	3 466	3 544	3 629	3 685	3 742	3 748	3 748	3 743	3 739	3 739	345
Écart	-67	-69	-76	-78	-73	-94	-70	-43	-15	14	41	
Eau chaude résidentiel et agricole												
État d'avancement 2012	1 744	1 782	1 805	1 824	1 844	1 861	1 874	1 892	1 909	1 925	1 940	196
État d'avancement 2011	1 743	1 768	1 791	1 812	1 828	1 841	1 854	1 872	1 889	1 906	1 922	179
Écart	1	14	14	12	16	20	20	20	20	19	18	
Industriel - PME												
État d'avancement 2012	1 608	1 588	1 532	1 568	1 599	1 617	1 532	1 508	1 490	1 471	1 476	-132
État d'avancement 2011	1 740	1 696	1 676	1 703	1 696	1 684	1 671	1 655	1 639	1 624	1 612	-128
Écart	-132	-108	-144	-135	-97	-67	-139	-147	-149	-153	-136	
Industriel - Grandes entreprises												
État d'avancement 2012	6 976	7 273	7 055	7 062	7 304	7 364	7 686	7 760	7 879	7 982	8 081	1 105
État d'avancement 2011	6 970	7 269	6 787	7 181	7 248	7 444	7 620	7 936	8 005	8 004	8 019	1 049
Écart	6	4	268	-120	57	-80	66	-176	-126	-23	62	
Autres usages												
État d'avancement 2012	11 705	11 892	12 085	12 133	12 162	12 188	12 288	12 457	12 630	12 777	12 929	1 224
État d'avancement 2011	11 213	11 442	11 637	11 797	11 942	12 048	12 136	12 223	12 321	12 442	12 567	1 354
Écart	492	450	448	336	219	140	152	234	309	335	363	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
État d'avancement 2012	36 050	36 830	36 970	37 262	37 748	37 986	38 448	38 799	39 196	39 548	39 928	3 878
État d'avancement 2011	36 050	36 830	36 835	37 673	38 084	38 573	38 972	39 552	39 865	40 110	40 344	4 294
Écart	0	0	135	-411	-336	-587	-524	-753	-669	-562	-416	

¹ Pour l'état d'avancement 2012, 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 2011, les 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.

10

ANNEXE D

Liste des Contrats d'Approvisionnement 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 22,5	20 novembre 2009 (1 ^{er} décembre 2013)
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 (1 ^{er} décembre 2012)
Enerfin Sociedad De Energia S.A. (De L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Invenergy Wind Canada ULC (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012
EDF EN Canada Inc. (St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	11 octobre 2012
Kruger Énergie Inc. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	(1 ^{er} décembre 2012)
EDF EN Canada Inc. (Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	(1 ^{er} décembre 2012)
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	66,0	(1 ^{er} décembre 2012)
EDF EN Canada Inc. / Enbridge (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	(1 ^{er} décembre 2012) (1 ^{er} décembre 2013)
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante	156,0	(1 ^{er} juin 2013)
Boralex Inc. / Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de- Beaupré	131,2	(1 ^{er} décembre 2013)
Boralex Inc. / Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	140,6	(1 ^{er} décembre 2013)
Algonquin Power (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	24,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Innergex (Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St-Épiphane MRC Rivière-du-Loup	24,6	(1 ^{er} décembre 2013)

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			
Inverergy (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC A vignon	23,0	(1 ^{er} décembre 2013)
Boralex Inc. - Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	69,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Vents du Kempt Inc. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	100,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Témiscouata/Boralex (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	25,0	(1 ^{er} décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	(1 ^{er} décembre 2014)
EDF EN Canada Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	(1 ^{er} décembre 2014)
Boralex inc. (Parc Témiscouata II (anc. St-Valentin))	Saint-Honoré-de-Témiscouata et de Saint-Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	50,0	(1 ^{er} décembre 2015)
EDF EN Canada Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	(1 ^{er} décembre 2014)
EDF EN Canada Inc. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	(1 ^{er} décembre 2014) (1 ^{er} décembre 2015)
EDF EN Canada Inc. (Clemont)	MRC Charlevoix-Est	74,0	(1 ^{er} décembre 2015)
Kahnawake SE (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	24,0	(1 ^{er} décembre 2015)
MRC de La Côte-de-Beaupré / Boralex (Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	25,0	(1 ^{er} décembre 2015)
Val-Éo SC (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1 ^{er} décembre 2015)
Northland Power inc. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	(1 ^{er} décembre 2015)
MRC Pierre-de-Saurel (Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St-Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	(1 ^{er} décembre 2015)

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	1 ^{er} juillet 2007
Tembec (Abitibi-Témiscamingue)	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 (1 ^{er} décembre 2013) (1 ^{er} 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
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso)	Thurso	18,8	(1 ^{er} décembre 2012)
Innoventé Inc. (Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	(1 ^{er} décembre 2012)
FibreK S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	(1 ^{er} décembre 2012)
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	(16 mai 2014)
PF Résolu Canada Inc. (Dolbeau-Mistassini)	Maria Chapdelaine	26,5	(1 ^{er} novembre 2012)
Innoventé Inc. (Trois-Rivières)	Trois-Rivières	8,8	(1 ^{er} mai 2015)
Fortress Global Cellulose Ltd. (Lebel-sur-Quévillon)	Lebel-sur-Quévillon	34,0	(1 ^{er} juin 2014)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
Centrales hydroélectriques			
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1 ^{er} mars 2007
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1 ^{er} 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	(1 ^{er} avril 2013)
Énergie hydroélectrique ouïatchouan S.E.C. (Val-Jalbert)	Chambord MRC Domaine-du-Roy	16,0	(1 ^{er} juillet 2013)
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du six milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	13,2	(1 ^{er} mars 2014)
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du quatre milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	5,5	(1 ^{er} mars 2014)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	St-Joachim MRC La Côte-de-Beaupré	23,2	(1 ^{er} juin 2014)

ANNEXE E

SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

Total du contrat en base et du contrat cyclable

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Février	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Mars	0	0	0	0	-50	-50	150	300	400	400	400	400	400	400	400	0
Avril	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-200	-50	50	200	300	400	400	0
Mai	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	150	0
Juin	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	150	0
Juillet	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-50	50	150	0
Août	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-100	-50	50	0
Septembre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-150	-50	0
Octobre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-50	0	150	250	0
Novembre	0	0	0	0	-350	-350	-250	-50	200	300	350	400	400	400	400	0
Décembre	0	300	200	100	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0
Total annuel	0,725	0,790	0,715	0,641	-1,213	-1,223	-1,002	-0,746	-0,374	-0,167	0,311	0,971	1,346	1,814	2,256	0,566
Total différé	0,000	0,000	0,000	0,000	-2,087	-2,087	-1,978	-1,834	-1,690	-1,544	-1,139	-0,623	-0,329	-0,145	-0,036	0,000
Total rappelé	0,725	0,790	0,715	0,641	0,874	0,864	0,976	1,087	1,315	1,378	1,450	1,594	1,675	1,960	2,292	0,566
Solde	-5,219	-4,429	-3,714	-3,073	-4,286	-5,509	-6,511	-7,258	-7,632	-7,799	-7,488	-6,517	-5,171	-3,356	-1,100	-0,534

Contrat en base : 350 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	600	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0
Février	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0
Mars	0	0	0	0	-50	-50	150	300	400	400	400	400	400	400	400	0
Avril	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-200	-50	50	200	300	400	0	0
Mai	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	0	0
Juin	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-100	-50	50	0	0
Juillet	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-50	50	0	0
Août	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	-150	-100	-50	0	0
Septembre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-150	-50	0
Octobre	0	0	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-200	-50	0	150	48	0
Novembre	0	0	0	0	-350	-350	-250	-50	200	300	350	400	400	400	0	0
Décembre	0	300	200	100	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	0	0
Total différé	0,000	0,000	0,000	0,000	-2,087	-2,087	-1,978	-1,834	-1,690	-1,544	-1,139	-0,623	-0,329	-0,145	-0,036	0,000
Total rappelé	0,725	0,790	0,715	0,641	0,874	0,864	0,976	1,087	1,315	1,378	1,450	1,594	1,675	1,960	0,900	0,000
Solde	-2,726	-1,937	-1,222	-0,581	-1,794	-3,017	-4,019	-4,765	-5,140	-5,306	-4,996	-4,025	-2,678	-0,864	0,000	0,000

Contrat en cyclable : 250 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0
Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
Juin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0
Août	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	202	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0
Total différé	0,000															
Total rappelé	0,000	1,392	0,566													
Solde	-2,492	-1,100	-0,534													