PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017

ANNEXES

Table des matières

ANNEXE 1A LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU GUIDE DE DÉPÔT 9

ANNEXE 1B LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET DES ACRONYMES 19

LISTE DES ACRONYMES.....21

1 LISTE DES TERMES TECHNIQUES 22

ANNEXE 1C HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN 2005-2014 29

ANNEXE 2A PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO MOYEN.....37

1 PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION DES INTRANTS :.....39

1.1 CONTEXTE DÉMOGRAPHIQUE.....39
1.2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE.....41
1.2.1 Prévision économique à court terme.....41
1.2.2 Prévision économique à moyen et long terme 44
1.3 CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE.....46
1.3.1 Gaz naturel 46
1.3.2 Pétrole brut 48
1.4 TABLEAU RÉCAPITULATIF DES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES.....50

2 PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION 50

2.1 DOMESTIQUE ET AGRICOLE.....53
2.2 GÉNÉRAL ET INSTITUTIONNEL 53
2.3 INDUSTRIEL PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES.....54
2.4 INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES 54
2.5 AUTRES.....54

3 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES 55

4 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES.....57

4.1 CHAUFFAGE DES LOCAUX 58
4.2 CHAUFFAGE DE L'EAU AU SECTEUR DOMESTIQUE ET AGRICOLE 58
4.3 INDUSTRIEL PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME).....58
4.4 INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES.....59
4.5 AUTRES USAGES.....59

5 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION 60

5.1 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE 60
5.1.1 Économies d'énergie tendancielles 61
5.1.2 Programmes déjà mis en œuvre 61
5.1.3 Plan global en efficacité énergétique 61
5.2 MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION 63

6 ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION 63

ANNEXE 2B SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉAS DE LA DEMANDE 67

1 SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION 69

1.1 MÉTHODOLOGIE 69
1.2 VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES 70
1.3 PRÉSENTATION DU SCÉNARIO FORT 71
1.4 PRÉSENTATION DU SCÉNARIO FAIBLE 72

2 ALÉAS DE LA DEMANDE 74

2.1 L'ALÉA CLIMATIQUE 74
2.2 L'ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE 78
2.2.1 Aléa sur la demande en énergie prévue 79
2.2.2 Aléa sur la demande en puissance prévue 82
2.3 L'ALÉA GLOBAL 82
2.4 COMPARAISONS PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014 83
2.4.1 Aléa climatique 83
2.4.2 Aléa sur la demande prévue 84
2.4.3 Aléa global 85

ANNEXE 2C COMPARAISONS AVEC LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT PUBLIÉ ET AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014 87

1 COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014 89

1.1 COMPARAISON DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION 89
1.2 COMPARAISON DES TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION 91
1.3 COMPARAISON DES BESOINS EN ÉNERGIE 91
1.4 COMPARAISON DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES 92

2 COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014 97

2.1 COMPARAISON DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION 97
2.2 COMPARAISON DES TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION 99
2.3 COMPARAISON DES BESOINS EN ÉNERGIE 100
2.4 COMPARAISON DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES 101

ANNEXE 2D DONNÉES HISTORIQUES DE LA DEMANDE 107

1 VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES 109

2 VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (10 ANS) 110

2.1 VENTES PUBLIÉES 110

2.2 VENTES NORMALISÉES 110
2.3 VENTES NORMALISÉES AJUSTÉES 111
2.4 AJUSTEMENTS DU FACTURÉ/LIVRÉ 111

3 PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DEPUIS 2001 112

4 BESOINS EN ÉNERGIE 113

4.1 BESOINS RÉELS 113
4.2 BESOINS NORMALISÉS 113

5 BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES 114

6 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 115

ANNEXE 2E CHANGEMENTS DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRE DEPUIS LE DERNIER PLAN D'APPROVISIONNEMENT 117

1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION 119

1.1 PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION 119
1.1.1 Secteur Domestique et agricole 121
1.1.2 Secteur Général et institutionnel 124
1.1.3 Secteur Industriel 127
1.1.4 Secteur Autres 128
1.2 ALÉAS PRÉVISIONNELS SUR LA DEMANDE EN ÉNERGIE 129
1.3 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES 133
1.4 NORMALISATION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 138
1.4.1 Normalisation des besoins en énergie 139
1.4.2 Normalisation des besoins en puissance 141
1.5 PROFIL HORAIRE DES BESOINS PRÉVUS 142

2 CHANGEMENT DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRE AYANT UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (DEPUIS LE DERNIER PLAN) 144

2.1 INTRODUCTION D'UNE NOUVELLE NORMALE CLIMATIQUE 144
2.2 NOUVEAUX POURCENTAGES DE RÉPARTITION DE L'IMPACT DES CONDITIONS CLIMATIQUES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (CF. R-3610-2006, HQD-4, DOC. 4) 150
2.3 MISE À JOUR DES PARAMÈTRES TECHNICO-ÉCONOMIQUES AU SECTEUR RÉSIDENTIEL . 152
2.3.1 Chauffage des locaux 154
2.3.2 Chauffage de l'eau 154
2.3.3 Climatisation 155
2.3.4 Autres usages 155
2.4 RÉPARTITION MENSUELLE DU CHAUFFAGE DES LOCAUX AU SECTEUR DOMESTIQUE ET AGRICOLE 155
2.4.1 Température de référence des degrés-jours de chauffage utilisés pour répartir mensuellement le chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole 155
2.4.2 Impact du changement de répartition mensuelle du chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole 158

ANNEXE 3A CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS EN MODE D'IMPORTATION ET D'EXPORTATION 163

1 CAPACITÉ EN IMPORTATION 165

1.1 PRINCIPAUX CHANGEMENTS DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014 165
1.2 CAPACITÉS NOMINALES DES INTERCONNEXIONS 166
1.3 CONTRAINTES D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS 167
1.4 CONTRAINTES DE MARCHÉ 171
1.5 CAPACITÉ TOTALE D'IMPORTATION 174

2 CAPACITÉ EN EXPORTATION 175

2.1 CAPACITÉS NOMINALES DES INTERCONNEXIONS 175
2.2 CONTRAINTES TECHNIQUES ET DE MARCHÉ 175

ANNEXE 3B RÉPONSES AUX DEMANDES DE LA RÉGIESUR LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE POUR ÉVALUER LA FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION 181

ANNEXE 3C ÉTAT DES RÉSERVES ET DE LA FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION 189

ANNEXE 3D CONCILIATION DU TAUX DE RÉSERVE PRÉSENTÉ AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT AVEC CELUI PRÉSENTÉ AU NPCC POUR LA ZONE DE RÉGLAGE DU QUÉBEC 199

1 CONTEXTE 201

2 DEMANDE 202

3 RESSOURCES 202

4 DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET AU NERC 204

ANNEXE 4A SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE 205

ANNEXE 4B CONTRATS DE LONG TERME OCTROYÉS PAR APPEL D'OFFRES 215

ANNEXE 4C DONNÉES HISTORIQUES EN APPROVISIONNEMENT 221

ANNEXE 4D PARTAGE DE RÉSERVE INSCRIT AU BILAN EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR 225

ANNEXE 5A PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS 231

ANNEXE 5B PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME 243

1 LIVRAISONS D'ÉNERGIE 245

2 PRODUITS DE PUISSANCE 247

3 PRODUITS FINANCIERS 247

ANNEXE 5C MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU DE TRANSPORT 249

1 MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU DE TRANSPORT APPLICABLE AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME 251

1.1 OBJET 251
1.2 COÛTS GÉNÉRIQUES DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU PRINCIPAL À 735 KV ET PERTES ÉNERGÉTIQUES DIFFÉRENTIELLES 253
1.3 ÉVALUATION QUALITATIVE DU DEGRÉ DE RÉCEPTIVITÉ DES LIGNES POUR FINS DE RACCORDEMENT DE NOUVEAUX PROJETS 255
1.4 ÉVALUATION DES PERTES ÉNERGÉTIQUES DIFFÉRENTIELLES 261

2 APPLICATION DE LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DU COÛT DE RACCORDEMENT AUX PROJETS DE FAIBLE CAPACITÉ 261

ANNEXE 6A RÉSULTATS DU BALISAGE ET PROGRAMME DE TRAVAIL D'HYDRO-QUÉBEC 265

1 IMPACT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LE COMPORTEMENT ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU 267

1.1 BALISAGE 267
1.2 TRAVAUX À HYDRO-QUÉBEC 268

2 IMPACT DE L'ÉOLIEN SUR LES RÉSERVES D'EXPLOITATION ET SUR LES PROVISIONS POUR ALÉAS 269

2.1 BALISAGE 270
2.2 TRAVAUX À HYDRO-QUÉBEC 271

3 IMPACT DE L'ÉOLIEN SUR L'UTILISATION DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ASSURANT L'ÉQUILIBRAGE 273

3.1 BALISAGE 273
3.2 TRAVAUX À HYDRO-QUÉBEC 274

4 CONTRIBUTION DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE À LA FIABILITÉ EN PUISSANCE DES APPROVISIONNEMENTS 275

4.1 BALISAGE 275
4.2 TRAVAUX À HYDRO-QUÉBEC 276

ANNEXE 6B LE SYSTÈME DE PRÉVISION DE PRODUCTION ÉOLIENNE ANEMOS 279

ANNEXE 6C BALISAGE SUR L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE – BIBLIOGRAPHIE ET ADRESSES INTERNET 285

ANNEXE 7A GESTION DE L'EXPOSITION AUX RISQUES DES CONTREPARTIES 291

ANNEXE 1A

LOCALISATION DE L'INFORMATION DEMANDÉE AU GUIDE DE DÉPÔT

Localisation de l'information demandée au Guide dé dépôt

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
1. Fournir le sommaire et le contexte du plan d'approvisionnement ainsi que le lexique des termes techniques.	HQD-1, Document 1 Section 1 HQD-1, Document 2 Annexe 1B
2. Présenter de façon distincte le plan d'approvisionnement du réseau intégré (approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients desservis par le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie) et le plan d'approvisionnement des réseaux autonomes (approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients non reliés au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie).	**Réseau intégré** : HQD-1, Document 1 et HQD-1, Document 2 **Réseaux autonomes :** HQD-2, Document 1 et HQD-2, Document 2
3. Présenter le contexte et les hypothèses démographiques, économiques et énergétiques à la base de la prévision de la demande : Fournir l'historique des dix dernières années des principaux paramètres démographiques, économiques et énergétiques utilisés pour réaliser la prévision. Présenter le scénario moyen de la plus récente prévision de ces paramètres sur un horizon d'au moins dix ans et le comparer avec les plus récentes prévisions d'autres organismes.	HQD-1, Document 1 Section 2.1.1 et HQD-1, Document 2 Annexes 2A et 2D
4. Fournir l'historique des dix dernières années des données annuelles suivantes, réelles et normalisées pour les conditions climatiques : • les ventes par secteur de consommation; • les besoins en énergie; • la contribution des programmes d'efficacité énergétique.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D
5. Fournir l'historique des dix dernières années des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage, normalisés pour les conditions climatiques.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D
6. Présenter une comparaison des prévisions contenues au plan d'approvisionnement précédent avec les données suivantes, observées sur la période du plan précédent et normalisées pour les conditions climatiques : • les ventes par secteur de consommation; • les besoins en énergie; • les besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage.	HQD-1, Document 2 Annexe 2C

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
7. Présenter le scénario moyen des plus récentes prévisions suivantes sur un horizon d'au moins dix ans et expliquer les résultats : • les ventes par secteur de consommation. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d'approvisionnement et celle du dernier état d'avancement de ce plan ; • les besoins en énergie. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d'approvisionnement et celle du dernier état d'avancement de ce plan ; • les besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d'approvisionnement et celle du dernier état d'avancement de ce plan ; • la contribution des programmes d'efficacité énergétique prise en compte dans la prévision des ventes et dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver ; • les moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver.	HQD-1, Document 1 Sections 2.1.3 à 2.1.5 et HQD-1, Document 2 Annexes 2A et 2C
8. Présenter une analyse de sensibilité des ventes par secteur de consommation aux variables ayant un impact significatif.	HQD-1, Document 2 Annexe 2A
9. Présenter, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, l'aléa de la demande prévue, l'aléa climatique et l'aléa global sur les besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver.	HQD-1, Document 1 Section 2.2 HQD-1, Document 2 Annexe 2B
10. Présenter les scénarios faible et fort des prévisions suivantes : • les principaux paramètres démographiques, économiques et énergétiques ; • les ventes ; • les besoins en énergie ; • les besoins en puissance à la pointe d'hiver.	HQD-1, Document 2 Annexe 2B
11. Présenter l'historique depuis l'année 2001 et la prévision sur l'horizon du plan d'approvisionnement du taux de perte de transport et, séparément, du taux de pertes de distribution (en pourcentage). Fournir les hypothèses de prévision et, le cas échéant, une explication des variations observées. Comparer cette prévision avec celle du dernier plan d'approvisionnement et celle du dernier état d'avancement de ce plan.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D HQD-1, Document 2 Annexes 2A et 2C
12. Présenter et expliquer les ajustements comptables aux ventes publiées pour concilier les ventes facturées et l'estimation des ventes livrées.	HQD-1, Document 2 Annexe 2D

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
13. Présenter tout changement de méthodologie ou d'hypothèse ayant un impact significatif sur la prévision de la demande, apporté depuis la présentation du dernier plan d'approvisionnement. Fournir une description qualitative et quantitative des impacts sur la prévision de la demande découlant de ces changements.	HQD-1, Document 1 Section 2.1.2 et HQD-1, Document 2 Annexe 2E
14. Présenter les critères de fiabilité en énergie et en puissance. Justifier toute modification apportée aux critères du plan d'approvisionnement précédent.	HQD-1, Document 1 Sections 3.2, 3.3 et 3.4
15. Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l'horizon de plan d'approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d'approvisionnement et ceux du dernier état d'avancement de ce plan.	HQD-1, Document 1 Section 3.2
16. Fournir la contribution en puissance provenant du partage de réserve avec les réseaux voisins. Présenter les hypothèses utilisées pour l'établir.	HQD-1, Document 2 Annexe 4D
17. Concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré dans le plan d'approvisionnement, établi en fonction des besoins du Distributeur et les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au NERC (North American Electric Reliability Corporation) et au NPCC Inc. (Northeast Power Coordinating Council), établis en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec.	HQD-1, Document 2 Annexe 3
18. Joindre au plan d'approvisionnement, dès que disponible, la démonstration du respect des critères de fiabilité en énergie et puissance réalisée en novembre de l'année où le plan est déposé.	HQD-1, Document 2 Annexe 3C
19. Fournir l'historique depuis l'année 2001 des données annuelles suivantes : • le volume de consommation patrimoniale ; • les taux de pertes de transport et de distribution ; • le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ; • le volume d'électricité patrimoniale inutilisée.	HQD-1, Document 2 Annexe 4C

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
20. Fournir l'historique depuis l'année 2001 des caractéristiques, notamment le volume, le coût et les revenus dans le cas de la revente, des approvisionnements annuels suivants : • les approvisionnements de long terme, en distinguant les services de base, cyclable et autres ; • les approvisionnements de court terme ; • l'électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre ; • l'électricité revendue.	HQD-1, Document 2 Annexe 4C
21. Décrire les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants ou en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale. Indiquer les contributions en énergie et en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement.	HQD-1, Document 2 Annexe 4B
22. Déposer la plus récente entente avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. Expliquer tout changement apporté depuis la dernière entente.	HQD-1, Document 2 Annexe 4A
23. Présenter un tableau détaillant les approvisionnements additionnels en énergie de court terme et de long terme, requis sur l'horizon du plan d'approvisionnement pour satisfaire les besoins en énergie selon le scénario moyen de la prévision.	HQD-1, Document 1 Section 5.1.1
24. Fournir la quantité estimée d'électricité patrimoniale annuelle inutilisée sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Présenter les hypothèses utilisées pour l'établir.	HQD-1, Document 1 Section 5.1.1
25. Présenter un tableau détaillant les approvisionnements additionnels en énergie de court terme et de long terme, requis sur l'horizon du plan d'approvisionnement pour respecter le critère de fiabilité en énergie. Indiquer le niveau de dépendance envers les marchés de court terme au Québec et hors Québec. En cas de non respect du critère, faire état des moyens prévus pour y remédier.	HQD-1, Document 1 Section 3.3
26. Présenter un tableau détaillant les approvisionnements additionnels en puissance à la pointe d'hiver, de court terme et de long terme, requis sur l'horizon du plan d'approvisionnement pour respecter le critère de fiabilité en puissance. En cas de non respect du critère, faire état des moyens prévus pour y remédier.	HQD-1, Document 1 Sections 3.2 et 5.1.2

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
27. Fournir la capacité maximale des interconnexions en énergie et en puissance en mode importation et la capacité en tenant compte des contraintes techniques et de marché. Fournir les hypothèses utilisées pour les établir.	HQD-1, Document 2 Annexe 3A
28. Fournir la courbe et le chiffrier des puissances classées du profil horaire des besoins pour la deuxième et la dernière année du plan d'approvisionnement et les comparer avec la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale.	HQD-1, Document 2 Annexe 5A Chiffrier ci-joint *Exigences 28 et 33.xls*
29. Fournir la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour la deuxième et la dernière année du plan d'approvisionnement. Indiquer les caractéristiques des approvisionnements à acquérir.	HQD-1, Document 1 Section 5.1 et HQD-1, Document 2 Annexe 5A
30. Présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, en précisant : • le suivi de la stratégie présentée dans le dernier plan d'approvisionnement ; • le contexte de planification ; • l'acquisition des produits de long, moyen, court et très court termes ; • les dates de lancement des appels d'offres et de livraison des produits ; • les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus.	HQD-1, Document 1 Sections 1, 5.1 et 5.2
31. Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.	HQD-1, Document 1 Section 5
32. Présenter un tableau, sur l'horizon du plan, des approvisionnements additionnels requis en énergie après le déploiement de la stratégie de long terme. Présenter un tableau similaire pour la puissance.	HQD-1, Document 1 Section 5.1
33. Présenter, au moins pour les trois premières années du plan d'approvisionnement, le graphique et le chiffrier des besoins additionnels mensuels maximaux en puissance de court terme et la courbe des puissances classées des approvisionnements additionnels de court terme requis.	HQD-1, Document 2 Annexe 5A Chiffrier ci-joint *Exigences 28 et 33.xls*

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement		**Localisation de l'information demandée**
34.	Présenter un tableau indiquant, au moins pour les trois premières années du plan d'approvisionnement, les caractéristiques et les quantités en énergie et en puissance des achats de court terme.	HQD-1, Document 2 Annexe 5A
35.	Présenter les risques découlant du choix des sources d'approvisionnement et les mesures envisagées pour atténuer l'impact de ces risques.	HQD-1, Document 1 Section 7
36.	Fournir les critères utilisés dans le processus de sélection des offres, incluant la grille de pondération de ces critères.	HQD-1, Document 1 Section 5.3
37.	Présenter et justifier la méthodologie d'évaluation des coûts de transport applicables aux appels d'offres de long terme prévus sur l'horizon du plan d'approvisionnement.	HQD-1, Document 2 Annexe 5C

Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
38. Présenter un tableau indiquant les demandes spécifiques de la Régie exprimées dans ses décisions antérieures relatives aux plans d'approvisionnement et les références aux réponses à ces demandes dans le plan d'approvisionnement.	
D-2005-178 Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur	
«Présenter une comparaison de la normalisation combinant les deux modèles à la normalisation basée uniquement sur le modèle *Puisclim*. Traiter des préoccupations suivantes soulevées par un intervenant, à savoir que la normalisation moyenne sur plusieurs années ne donne pas zéro et qu'il semble y avoir une persistance du climat d'une année à l'autre, c'est-à-dire que les années chaudes semblent se succéder, tout comme les années froides.»	À la connaissance du Distributeur, le Transporteur fournit encore une normalisation basée sur un seul modèle. HQD-1, Document 2 Annexe 2E
«Présenter les résultats d'une analyse évaluant s'il est plus représentatif d'utiliser une température de référence de 18°C ou de 15°C pour répartir mensuellement les besoins de chauffage.»	HQD-1, Document 2 Annexe 2E
La Régie … demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2008-2017, une démonstration contenant notamment les éléments suivants: - la méthodologie et les résultats de la conversion des apports naturels d'eau sur les différentes rivières en apports énergétiques annuels par centrale; - la méthodologie permettant d'établir les écarts d'apports énergétiques depuis 1943; - la capacité maximale des stocks énergétiques répartie entre les principaux réservoirs; - la méthodologie et les données permettant d'établir des déficits annuels et cumulatifs, sur un, deux et quatre ans, des apports énergétiques globaux correspondant à une probabilité d'occurrence de 2 %; - les moyens de protection envisagés contre de tels déficits; - les raisons du choix de la probabilité d'occurrence de 2 %.	HQD-1, Document 2 Annexe 3B HQD-1, Document 2 Annexe 3D
Les prochains plans d'approvisionnement doivent concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré dans le plan, établi en fonction des besoins du Distributeur, et les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au NERC (North American Electric	

Reliability Council) et au NPCC, établis en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec.	
Exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement	**Localisation de l'information demandée**
38. Présenter un tableau indiquant les demandes spécifiques de la Régie exprimées dans ses décisions antérieures relatives aux plans d'approvisionnement et les références aux réponses à ces demandes dans le plan d'approvisionnement (suite).	
D-2006-27 Demande d'approbation d'une entente d'intégration éolienne intervenue entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité	HQD-1, Document 1 Section 6 et HQD-1, Document 2 Annexes 6A, 6B et 6C
D-2007-44 Demande du Distributeur concernant la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme	HQD-1, Document 1 Section 5.4

ANNEXE 1B

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET DES ACRONYMES

LISTE DES ACRONYMES

DAM	Day Ahead Market*
EEI	Edison Electric Institute
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
F.U.	Facteur d'utilisation*
GNL	Gaz naturel liquéfié
GWh	Gigawattheure*
HAM	Hourly Ahead Market*
kW	Kilowatt*
kWh	Kilowattheure*
MW	Mégawatt*
MWh	Mégawattheure*
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NERC	North American Electric Reliability Council
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PIB	Produit intérieur brut*
TCE	Trans-Canada Énergie
TWh	Térawattheure*
UCAP	Unforced Capacity*

1 * Voir les définitions et les définitions dans la liste des termes techniques

1 LISTE DES TERMES TECHNIQUES

baril	Unité de volume pour produits pétroliers. 1 baril = 0,158984 m3 = 158,984 litres = 0,14 tonne de pétrole brut.
coefficient de variation	Rapport entre l'écart type et la moyenne.
consommation des centrales	Quantité d'électricité utilisée pour le fonctionnement des centrales d'Hydro-Québec Production.
courbe de puissances classées	Courbe représentant les quantités de puissance appelées à chaque heure d'une période (par exemple une année ou un mois), classées en ordre décroissant.
Day Ahead Market (DAM)	Marché — dans une zone donnée (par exemple ISO New England ou New York ISO) — pour les approvisionnements en électricité, dont les prix sont établis — pour chacune des heures du lendemain — en fonction de l'offre et de la demande. Voir aussi Hour Ahead Market.
degrés-jours de chauffage	Dans le but d'obtenir un indice des besoins de chauffage d'une période, on cumule les degrés-jours de chauffage calculés pour chaque journée de cette période. Les degrés-jours de chauffage d'une journée sont calculés en prenant la différence positive entre une

	température de référence et la température moyenne de la journée. Ainsi, pour une journée où la température moyenne est de – 25 C, on obtient avec une température de référence de 15 C : 15 - (-25) = 40 degrés-jours.
degrés-jours de climatisation	Dans le but d'obtenir un indice des besoins de climatisation d'une période, on cumule les degrés-jours de climatisation calculés pour chaque journée de cette période. Les degrés-jours de climatisation d'une journée sont calculés en prenant la différence positive entre la température moyenne de la journée et une température de référence. Ainsi, pour une journée où la température moyenne est de 25 C, on obtient avec une température de référence de 18 °C : 25 – 18 = 7 degrés-jours.
énergie	L'énergie est le produit de la puissance par le temps. Dans le Système international (SI), l'unité de mesure de l'énergie est le joule. En électricité, l'énergie se mesure en wattheures (Wh). Par exemple, une ampoule incandescente d'une puissance de 100 watts consommera en dix heures une quantité d'énergie de 1 000 wattheures ou de 1 kilowattheure (kWh).

énergie involontaire	Quantité d'énergie qui résulte de la différence entre l'énergie qui a été effectivement livrée et l'énergie qui était programmée. Cette différence résulte d'aléas sur l'offre (pannes, défauts de livraison) ou sur la demande (aléa climatique, aléa prévisionnel), en temps réel.
économies tendancielles	économies d'énergie qui reflètent l'impact de mesures prises directement par les clients ou d'économies découlant de changements de normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. Celles-ci reflètent donc également les économies d'énergie liées au rajeunissement du parc d'immeubles.
facteur d'utilisation (F.U.)	Rapport entre d'une part, l'énergie produite par une centrale (ou consommée par un client) pendant une période de temps et, d'autre part, l'énergie qui aurait été produite (ou consommée) pendant la même période, à pleine puissance. Par exemple, une centrale de 100 MW peut produire : 100 MW x 8 760 heures = 876 000 MWh ou 876 GWh, par année. Si la production réelle de cette centrale fut de 740 GWh, son facteur d'utilisation, pour l'année considérée, fut de : 740/876 = 84,5 %.
gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 109 joules.
gigawattheure (GWh)	1 milliard de wattheures = 109 wattheures.

groupe électrogène	Ensemble formé d'un moteur diesel et d'un alternateur, pour la production d'électricité dans les réseaux autonomes.
Hour Ahead Market (HAM)	Marché — dans une zone donnée (par exemple ISO New England ou New York ISO) — pour les approvisionnements en électricité, dont les prix sont établis une (1) heure à l'avance, en fonction de l'offre et de la demande. Voir aussi Day Ahead Market.
joule (J)	Unité de mesure de l'énergie dans le Système international.
kilowatt (kW)	1 000 watts = 103 watts.
kilowattheure (kWh)	1 000 wattheures = 103 wattheures.
mégawatt (MW)	1 million de watts = 106 watts.
mégawattheure (MWh)	1 million de wattheures = 106 wattheures.
millier de pieds cubes (mpc)	Unité de volume du gaz naturel. 1 mpc = 28,3168 m3 ≈ 1,05 GJ.
produit intérieur brut	Somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays, comptées sans répétition.
puissance	Quantité d'énergie fournie ou consommée par unité de temps. En électricité, la puissance se mesure en watts (W). Une ampoule de 50 watts consommera en 20 heures 1 000 wattheures ou 1 kilowattheure. Une ampoule de 100 watts consommera en 10

	heures 1 000 wattheures ou 1 kilowattheure. Dans les deux cas, la quantité d'énergie consommée est la même. Cependant la puissance requise pour alimenter l'ampoule sera de 50 watts dans le premier cas et de 100 watts dans le second cas.
services complémentaires	Services assurant le bon fonctionnement du réseau de transport aux niveaux requis de fréquence, de tension et de stabilité, ainsi qu'un fonctionnement adéquat en cas d'incident.
térawattheure (TWh)	1 milliard de kilowattheures = 1012 wattheures
unforced capacity (UCAP)	produit de puissance transigé sur certains marchés hors-Québec, équivalent de la capacité installée d'une centrale corrigée de l'expérience récente de pannes non-planifiées.
usage interne	Électricité utilisée dans les bâtiments qui appartiennent à Hydro-Québec, à l'exclusion de la consommation des centrales.
watt (W)	Unité de mesure de la puissance. Correspond à un transfert d'énergie de 1 joule en 1 seconde.
wattheure (Wh)	Unité de mesure de l'énergie. Correspond à l'énergie produite pendant 1 heure à une puissance de 1 watt, soit 3 600 joules.

WTI	West Texas Intermediate. Pétrole brut produit au Texas et dans le sud de l'Oklahoma, transité sur le marché spot américain à Cushing, Oklahoma. Le prix du WTI sert de référence pour celui d'autres types de pétrole brut livré à Cushing.

ANNEXE 1C

HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN 2005-2014

CHRONOLOGIE DES ÉVÉNEMENTS DEPUIS LE 1ER NOVEMBRE 2004

1er novembre 2004	Le Distributeur dépose pour approbation son Plan d'approvisionnement 2005-2014.
17 novembre 2004	La Régie accorde au Distributeur la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme, pour une période s'étendant jusqu'au 1er mai 2007, par sa décision D-2004-245.
25 février 2005	Le Distributeur attribue des contrats d'approvisionnement pour 990 MW d'énergie éolienne, suite à l'appel d'offres A/O 2003-02. L'appel d'offres avait été lancé conformément au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse, lequel avait été édicté par le décret 352-2003 du 5 mars 2003.
14 avril 2005	La Régie approuve la procédure d'appel d'offres et d'octroi du Distributeur, pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins, par sa décision D-2005-60.
6 mai 2005	La Régie autorise, pour l'année 2005, le budget de 119 M$ soumis par le Distributeur pour son Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), par sa décision D-2005-79.
30 mai 2005	La Régie transmet au ministre des Ressources naturelles et de la Faune, son avis A-2005-01, sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels.

28 juillet 2005	La Régie approuve une modification au contrat d'approvisionnement intervenu entre le Distributeur et Kruger, relativement à la livraison de 16 MW d'électricité produite à partir de biomasse forestière. La modification a pour effet de reporter le début des livraisons du 1er mars 2007 au 1er septembre 2007.
3 octobre 2005	Le Distributeur attribue un contrat d'approvisionnement à Tembec pour 8 MW d'électricité produite par cogénération. Ce contrat faisait suite à l'appel d'offres A/O 2004-02. L'appel d'offres avait été lancé conformément aux exigences du Règlement sur l'énergie produite par cogénération, lequel avait été édicté par le décret 1319-2003 du 10 décembre 2003.
5 octobre 2005	La Régie approuve le Plan d'approvisionnement 2005-2014, par sa décision D-2005-178.
12 octobre 2005	Le gouvernement adopte le Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne, par son décret 926-2005.
19 octobre 2005	Le Distributeur dépose son premier État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014.
28 octobre 2005	La Régie approuve, avec des changements, les modifications aux exigences minimales et à la grille de sélection applicables à l'appel d'offres pour le second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW, par sa décision D-2005-201.
31 octobre 2005	Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2005-03, relativement à 2 000 MW d'énergie éolienne.

8 novembre 2005	La Régie approuve l'entente-cadre globale intervenue entre le Distributeur et Hydro-Québec Production pour la période du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2006, par sa décision D-2005-203.
9 février 2006	La Régie approuve l'entente d'intégration éolienne que le Distributeur a conclue avec Hydro-Québec Production, relativement aux contrats d'approvisionnement totalisant 990 MW d'énergie éolienne.
30 mars 2006	La Régie autorise, pour l'année 2006, le budget de 170,9 M$ soumis par le Distributeur pour son Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), par sa décision D-2006-56.
12 avril 2006	La Régie rejette la demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité intervenu entre Hydro-Québec Distribution et Tembec, par sa décision D-2006-65.
12 septembre 2006	La Régie rejette la demande en révision de Tembec et refuse d'approuver le contrat d'approvisionnement intervenu le 3 octobre 2005.
18 octobre 2006	Le Distributeur dépose son second État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014.
26 octobre 2006	La Régie approuve les dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours, par sa décision D-2006-149.
21 décembre 2006	Suite à une demande en révision de la part de l'Assemblée des premières nations du Québec et du Labrador, la Régie rétablit la grille de sélection applicables à l'appel d'offres

pour le second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW, telle que le Distributeur l'avait proposée initialement, par sa décision D-2006-166.

8 février 2007 Le gouvernement modifie certaines de ses préoccupations relatives au second bloc d'énergie éolienne, par son décret 96-2007.

26 février 2007 La Régie rejette la demande du Distributeur de suspendre les contrats totalisant 600 MW, intervenus avec Hydro-Québec Production, par sa décision D-2007-13.

23 avril 2007 La Régie accorde au Distributeur la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme, par sa décision D-2007-44. La Régie n'a pas fixé de terme pour cette dispense.

4 mai 2007 La Cour supérieure révise et annule les décisions la décision D-2006-135 et D-2006-65 et approuve le contrat intervenu entre le Distributeur et Tembec le 3 octobre 2005.

25 mai 2007 La Régie approuve de nouvelles modifications à la grille de sélection applicables à l'appel d'offres pour le second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW, pour donner effet au décret 96-2007, par sa décision D-2007-59.

27 juin 2007 Le gouvernement édicte le décret 548-2007, ayant pour effet de reporter du 1er septembre 2010 au 1er décembre 2010 le début des livraisons de l'énergie éolienne du second bloc.

1	**13 juillet 2007**	La Régie approuve l'entente globale cadre entre le Distributeur et Hydro-Québec Production portant sur les dépassements du profil horaire de l'électricité patrimoniale pour la période du 1er janvier 2007 au 31 décembre 2008.
5	**19 septembre 2007**	Le Distributeur procède à l'ouverture des soumissions dans le cadre de l'appel d'offres pour le second bloc de 2 000 MW d'énergie éolienne. Hydro-Québec Distribution reçoit 66 soumissions pour 7 724 MW.

ANNEXE 2A

PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DU SCÉNARIO MOYEN

1 PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION DES INTRANTS :

Cette section présente les hypothèses démographiques, économiques et énergétiques à la base de la prévision des ventes régulières d'électricité au Québec utilisée dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017. Les résultats de la prévision sont décrits dans la section suivante.

1.1 Contexte démographique

Lors des prochaines années, la population du Québec continuera de progresser, bien qu'à un rythme plus lent que par le passé. En 2017, elle atteindra 8 090 milliers d'habitants, ce qui représente une croissance de 386 000 habitants en 10 ans.

Depuis 2006, il y a un léger regain de la fécondité au Québec, lié à une structure par âges favorable chez les 20-39 ans, à une intensité plus forte de la fécondité (augmentation du nombre d'enfants par femme en âge de procréer) et à l'adoption de nouvelles politiques d'aide directe aux familles. Toutefois, dès 2009, l'analyse par âges et par rangs laisse entrevoir un retour graduel du taux de fécondité à son taux moyen historique, soit 1,5 enfant par femme. Le nombre de femmes en âge de procréer se réduisant, il en résultera une baisse du nombre de naissances après 2009. Par ailleurs, malgré l'accroissement de l'espérance de vie à la naissance (celle-ci est estimée actuellement à 77,6 ans pour les hommes et à 82,4 ans pour les femmes), le nombre de décès augmentera en raison de la structure par âges vieillissante de la population. L'accroissement naturel de la population québécoise aura donc tendance à ralentir et ne suffira pas au renouvellement de celle-ci à long terme.

Sur l'horizon du Plan, le solde migratoire (composé des migrations interprovinciales et internationales) est positif de 25 900 personnes par an et permet de soutenir un peu la croissance naturelle de la population.

La formation de ménages, étant fonction de l'accroissement de la population et de l'évolution des taux de formation de ménages, ralentira également. Cependant, ce ralentissement se fera à un rythme plus lent que pour la population en raison du décalage dans le temps entre les naissances et la formation de ménages. Le nombre de ménages passera de 3 326 milliers en 2007 à 3 673 milliers en 2017, soit une formation de 346 000 nouveaux ménages.

Le corollaire de cette évolution est le vieillissement accru de la population. L'âge moyen passera ainsi de 40,1 ans en 2007 à 42,6 ans en 2017. Sur le même horizon, la part des moins de 20 ans dans l'ensemble de la population passera de 22,3 % à 20 % alors que celle des 65 ans et plus augmentera plus rapidement de 14,3 % à 18,6 %. Le vieillissement s'accompagnera d'une baisse du nombre de personnes par ménage (de 2,32 en 2007 à 2,20 en 2017). Le nombre de ménages dont le soutien de famille est une personne âgée augmentera. Or, tout changement dans la composition des ménages en fonction de l'âge influence la demande de logements (unifamiliaux, multifamiliaux, etc.), la consommation de biens et services et les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et se répercute ainsi sur la demande d'électricité.

TABLEAU 2A-1
COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE POPULATION (MILLIERS)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017
Institut de la Statistique du Québec (2003 ref.)	7 603	7 638	7 671	7 704	7 736	7 767	7 797	7 825	7 853	7 880	7 905	7 929	292
Statisique Canada (2005 ref.3)	7 642	7 684	7 725	7 765	7 804	7 841	7 878	7 915	7 950	7 985	8 019	8 052	368
Hydro-Québec (2007)	7 652	7 704	7 757	7 806	7 851	7 895	7 936	7 973	8 006	8 035	8 063	8 090	386

TABLEAU 2A-2
COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE MÉNAGES (MILLIERS)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017
Institut de la Statistique du Québec (2003 ref.)	3 249	3 285	3 321	3 356	3 392	3 428	3 461	3 493	3 524	3 556	3 586	3 615	329
Hydro-Québec (2007)	3 277	3 326	3 372	3 414	3 455	3 493	3 530	3 560	3 590	3 618	3 645	3 673	346

1.2 Contexte économique

1.2.1 Prévision économique à court terme

L'appréciation notable du dollar canadien, qui est passé de 85 ¢US à plus d'un dollar américain au cours de 2007, devrait miner la croissance économique du Québec. D'une part, les entreprises exportatrices seront soumises à une plus forte concurrence sur le marché américain et d'autre part, la hausse des achats de biens durables au Québec s'accompagnera d'une augmentation des importations. La balance commerciale du Québec devrait donc se détériorer davantage au cours des prochains trimestres.

L'augmentation de la valeur du dollar canadien face au billet vert provient principalement de la hausse du prix des ressources, dont le pétrole, mais aussi des anticipations de croissance économique et de taux d'intérêt des deux pays. En effet, la Banque du Canada pourrait craindre une résurgence de l'inflation et

ce, malgré l'appréciation du dollar. Même si l'inflation se situe encore à l'intérieur de la fourchette cible (2,2 % en juin au Canada), les prix des composantes de base sont en hausse. Les prix des aliments ont augmenté de 3,1 % au cours de la dernière année, les prix du logement de 3,5 %, la rémunération hebdomadaire moyenne de 2,8 % et le prix des matières brutes (sans les combustibles) de 20 %.

Le secteur manufacturier a perdu 44 000 emplois depuis le début de 2007, cumulant des pertes de 100 000 emplois depuis deux ans. Heureusement, ces pertes d'emplois ont été largement compensées par les gains du secteur des services qui compte 80 000 emplois de plus depuis le début de l'année, soit une création nette de près de 200 000 emplois en deux ans dans ce secteur.

Malgré une plus forte proportion de personnes présentes sur le marché du travail, le taux de chômage a continué de diminuer. Il a atteint 6,9 % en juin 2007, le plus bas taux de sans-emploi enregistré au Québec depuis près de 35 ans. La confiance des ménages restait donc élevée au début de 2007. La forte création d'emplois et les importantes hausses salariales ont alimenté la hausse des revenus. De plus, les baisses d'impôt consenties dans le dernier budget du gouvernement du Québec, les sommes versées aux fonctionnaires provinciaux au terme du règlement de l'entente sur l'équité salariale et les transferts fédéraux aux familles avec de jeunes enfants devraient permettre de gonfler le revenu personnel disponible et de soutenir la consommation en 2007 et en 2008.

Du coté résidentiel, l'ensemble du marché est demeuré solide et ce, malgré les hausses de prix des maisons. Le marché de la revente a continué de progresser alors que le nombre de nouvelles constructions diminuait, mais moins rapidement qu'anticipé. Au cours des deux prochaines années, la hausse des prix et des taux d'intérêt hypothécaires vont certainement ralentir l'accès à la propriété. L'augmentation importante de la migration nette engendre toutefois une nouvelle demande de logements. Les taux d'inoccupation des logements

demeurent faibles et la demande de nouveaux logements continue d'alimenter la construction résidentielle. Les mises en chantier résidentielles prévues sont de 46 500 unités en 2007, 43 000 unités en 2008 et de 35 500 unités en moyenne de 2009 à 2012.

En 2007, la consommation du Québec est donc stimulée par la bonne tenue du marché du travail et la forte croissance des revenus. Les investissements sont soutenus par la construction résidentielle, les dépenses en infrastructure publique et les achats de machines et matériel. Par contre, la forte appréciation du dollar canadien devrait provoquer une nouvelle détérioration de la balance commerciale du Québec. En 2007 et 2008, le PIB du secteur des services connaîtra une bonne croissance alors que le PIB manufacturier devrait stagner.

Les plus grands risques planant sur l'économie du Québec sont l'évolution du dollar canadien, qui dépend en bonne partie du prix des ressources, la possibilité d'un ralentissement américain et une forte poussée de l'inflation qui pourrait conduire à une hausse des taux d'intérêt. Si les deux premiers éléments peuvent entraîner un ralentissement important du secteur manufacturier et un changement dans les intentions d'investissement des entreprises, le dernier pourrait freiner la demande intérieure à moyen terme. Pour l'instant, le Distributeur ne retient pas l'hypothèse de ralentissement important de l'activité économique, mais il pondère son scénario moyen pour tenir compte des risques plus élevés.

Le Distributeur prévoit une progression du PIB de 1,4 % en 2007 et de 2,0 % en 2008. La production industrielle devrait être en baisse en 2007 avant de reprendre en deuxième partie de 2008. Le Distributeur retient un recul du PIB manufacturier de l'ordre de 2 % en 2007 et une croissance de 1,5 % en 2008. Sous les effets de la hausse du pouvoir d'achat, la croissance du PIB tertiaire devrait s'établir à 2,5 % en 2007 et à 2,1 % en 2008.

1.2.2 Prévision économique à moyen et long terme

Plusieurs projets d'investissement de grande taille (infrastructures routières, hôpitaux, secteur minier, secteur énergétique) sont prévus au cours des prochaines années au Québec. L'importance des retombées économiques qu'ils généreront devrait maintenir la croissance du PIB autour de 2,5 % de 2009 à 2011.

Le secteur public sera à l'origine de nombreux chantiers importants au cours des cinq prochaines années, notamment la reconfiguration de l'échangeur Turcot à Montréal (un projet de 1,5 G$), les deux projets d'hôpitaux universitaires et l'agrandissement de l'hôpital Sainte-Justine (3,6 G$) ainsi que le prolongement des autoroutes 25 et 30 (des infrastructures de 1,4 G$).

De plus, nombreux sont les projets d'investissement dans le secteur de l'énergie au cours des prochaines années, notamment les projets d'aménagement hydroélectrique d'Hydro-Québec entre 2007 et 2010, les projets d'aménagement des parcs éoliens et leur raccordement, et finalement les projets de port méthanier et d'oléoduc.

Le secteur des mines sera aussi en phase d'investissement avec trois projets importants et des dépenses prévues de plus de 1,6 milliard $ par année, selon la Société générale de financement du Québec.

À partir de 2011, le phénomène de vieillissement de la population commencera à avoir des effets plus prononcés sur l'économie du Québec. Notamment, la diminution du nombre de personnes entre 20 et 64 ans, soit dans les groupes d'âge généralement au travail, se traduira par un manque de main-d'œuvre et une demande intérieure moins dynamique. La croissance du PIB aura tendance à se rapprocher des 2 % entre 2012 et 2017.

Entre 2002 et 2006, l'emploi a augmenté de 1,8 % par an alors que le nombre de personnes en âge de travailler a augmenté de 0,8 %. Le taux de chômage est

passé de 9,5 % au début de 2002 à 7,5 % à la fin de 2006. Selon la prévision démographique, le nombre de personnes de 20 à 64 ans devrait augmenter de seulement 0,5 % par an de 2007 à 2011, puis commencer à décroître à partir de 2014.

Déjà, le secteur de la construction connaît des difficultés d'approvisionnement en main-d'œuvre. Avec les nombreux et importants projets d'investissement, des pénuries pourraient apparaître dans certains secteurs assez rapidement. La pénurie de main-d'œuvre pourrait être un frein à la croissance économique sur un horizon de moyen et long terme.

Le tableau 2A-3 compare les prévisions d'Hydro-Québec Distribution avec celles d'autres organismes publiant des données pour l'économie du Québec.

TABLEAU 2A-3
COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC

Prévisionniste	(date de la révision)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PIB du Québec ($ de 1997), croissance en %												
HQD	(juillet 2007)	1,4	2,0	2,6	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,0
Conference Board of Canada	(juillet 2007 / décembre 2006)	2,0	2,9	2,8	2,3	2,2	2,3	2,6	2,3	1,7	1,6	1,5
Mouvement Desjardins	(été 2007)	1,3	2,3	3,0	2,5	2,5						
Banque TD	(mai 2007)	1,8	3,0									
Banque Royale du Canada	(juin 2007)	2,1	2,6									
Banque Scotia	(juillet 2007)	2,1	2,6									
Banque Nationale du Canada	(été 2007)	2,0	2,5									
Banque de Montréal	(4e trim. 2006)	2,0	2,6	2,5	2,5							
Global Insight	(juillet 2007)	2,2	3,0	2,9	2,6	2,6	2,3					
SCHL	(2e trim. 2007)	1,7	2,3									
Ministère des finances du Québec	(mai 2007)	1,8	2,5									
Mises en chantier au Québec, en milliers d'unités												
HQD	(juillet 2007)	46,5	43,0	38,0	36,0	35,0	34,0	30,5	29,8	27,9	27,6	27,1
Conference Board of Canada	(juillet 2007 / décembre 2006)	43,1	32,8	31,8	30,6	29,6	29,0	28,9	**29,0**	**29,4**	**29,5**	**29,4**
Mouvement Desjardins	(été 2007)	43,0	38,0	35,0	35,0	35,0						
Banque TD	(mai 2007)	43,7	40,6									
Banque Royale du Canada	(juin 2007)	42,1	39,6									
Banque Scotia	(juillet 2007)	46,0	40,0									
Banque Nationale du Canada	(été 2007)	44,0	40,0									
Banque de Montréal	(4e trim. 2006)	45,9	45,2	35,0	35,0							
Global Insight	(juillet 2007)	45,7	43,5	41,7	40,8	39,7	37,4					
SCHL	(2e trim. 2007)	43,8	40,3									
Ministère des finances du Québec	(mai 2007)	41,1	37,7									
Revenu personnel disponible ($ de 2002), croissance en %												
HQD	(juillet 2007)	3,8	1,3	1,8	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
Conference Board of Canada	(juillet 2007 / décembre 2006)	3,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,8	1,6	1,4	1,4	1,5	1,5
Mouvement Desjardins	(été 2007)	4,2	3,6	2,9	2,4	2,5						
Banque Royale du Canada	(juin 2007)	4,4	3,9									
PIB manufacturier du Québec ($1997), croissance en %												
HQD	(juillet 2007)	-2,0	1,5	3,0	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	1,9
Conference Board of Canada	(avril 2007 / décembre 2006)	0,8	4,1	4,2	3,9	4,0	4,0	4,1	3,8	2,7	2,6	2,3
PIB tertiaire du Québec ($ de 1997), croissance en %												
HQD	(juillet 2007)	2,5	2,1	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,1
Conference Board of Canada	(avril 2007 / décembre 2006)	2,9	2,9	2,5	2,1	2,1	1,8	2,2	2,0	1,5	1,4	1,3

1.3 Contexte énergétique

1.3.1 Gaz naturel

En 2006, la production de gaz naturel nord-américaine n'a que légèrement augmenté .et les importations nettes des États-Unis (par gazoducs et par méthaniers) ont reculé de près de 5,5 %. Ces dernières représentant 15,5 % de la consommation de gaz naturel aux États-Unis, l'offre s'est retrouvée contrainte. Toutefois, à la faveur d'un hiver 2005-2006 particulièrement doux, la demande de gaz naturel a été faible, ce qui a permis une légère détente du prix du gaz naturel en 2006. Après un hiver 2006-2007 plutôt tardif, mais rigoureux, le retour à des températures plus conformes aux normales de saison au printemps et au début de l'été a permis de reconstituer les stocks à un rythme soutenu. Ainsi, en juillet, pour la première fois depuis février 2007, les stocks de gaz naturel étaient à nouveau supérieurs à ceux de l'an passé. En outre, un début de la saison d'ouragans calme a également contribué au maintien de prix relativement bas. Pour le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta, la baisse a de surcroît été accentuée par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Néanmoins, à court terme, les facteurs fondamentaux du marché gazier nord-américain devraient rester serrés. Les anciens bassins sédimentaires aux États-Unis comme au Canada sont en effet à maturité et tendent à s'épuiser. Les nouveaux bassins sont plus petits, ont une production initiale inférieure et une productivité qui décroît très rapidement. Quant aux forages, ils ont un taux de réussite décroissant. Pour maintenir la production, il faut donc accélérer constamment le rythme de forage. Or, les ressources tant en matériel qu'en main-d'œuvre spécialisée sont limitées. Par ailleurs, certaines régions productrices en croissance (notamment le Texas et les Rocheuses) sont encore enclavées, aucun gazoduc ne permettant pour l'instant de les relier aux principaux pôles de consommation. De nouvelles capacités de transport qui

permettront d'acheminer le gaz des Rocheuses vers l'Est du pays sont présentement en construction, mais ne seront achevées que vers 2010 (Rockies Express Pipeline).

En revanche, la forte hausse des importations de GNL devrait permettre un certain relâchement qui se traduirait par une baisse du prix du gaz naturel. L'expansion des capacités mondiales de liquéfaction et de la flotte de méthaniers devrait atténuer la concurrence pour les livraisons de GNL et permettre un meilleur approvisionnement du marché nord-américain. Celui-ci serait également favorisé par le doublement des capacités des terminaux méthaniers aux États-Unis d'ici la fin de 2008. Les livraisons de GNL, en provenance essentiellement du Qatar, de la Guinée Équatoriale, du Nigeria, du Yémen et de la Norvège, devraient augmenter de 44 % en 2007 pour atteindre les 840 milliards de pieds cubes et finalement dépasser les 1 000 milliards de pieds cubes en 2008. Toutefois, le rythme des importations de GNL pourrait ralentir par la suite, plusieurs projets de liquéfaction dans les pays producteurs étant retardés (notamment en Russie et en Australie).

La consommation de gaz naturel américaine devrait de son côté augmenter à court terme, notamment pour la production d'électricité. De fait, les capacités de production dans le secteur de l'électricité sont déjà disponibles et sous-utilisées et la construction de centrales nucléaires et de centrales thermiques au charbon aux États Unis semble avoir pris du retard. De même, la consommation canadienne de gaz devrait connaître une hausse notable au cours des prochaines années avec le développement des sables bitumineux, restreignant. d'autant les volumes disponibles pour l'exportation vers les États-Unis.

Après une accalmie passagère de 2009 à 2012, où le prix du gaz naturel devrait passer de 8,18 $CAN/Mpc à 7,91 $CAN/Mpc, l'augmentation rapide des coûts de production en Amérique du Nord devrait renverser la tendance. Ainsi, le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta atteindrait 8,90 $CAN/Mpc en 2017.

1.3.2 Pétrole brut

En 2006, pour une troisième année consécutive, le prix annuel moyen du baril de pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) a connu une forte hausse (près de 10 $US) pour s'établir à 66,09 $US. La multiplication des conflits géopolitiques dans un marché serré a eu pour effet d'amener le prix spot au-dessus de 77 $US/baril à la mi-juillet 2006. Avec l'apaisement des tensions, la fin de la saison touristique et une météo clémente, le prix est redescendu durant l'automne.

En 2007, le prix moyen annuel devrait être comparable à celui de l'an dernier, malgré des prix inférieurs au début de l'année. La demande mondiale devrait croître plus rapidement en 2007 et en 2008 qu'en 2006, principalement en raison de la hausse rapide de la demande chinoise et, dans une moindre mesure, de la demande américaine. La croissance de l'économie chinoise loin de se calmer s'est accélérée au cours du second trimestre de 2007, affichant un rythme annualisé de croissance de 12,5 %, soit le plus fort depuis 1995. Du côté de l'offre, après avoir réduit sa production à deux reprises et malgré les interruptions de production au Nigeria, l'OPEP n'a consenti qu'à une légère hausse de ses quotas de production (+0,5 Mbj à compter du 1er novembre 2007). Par ailleurs, le taux d'opération des raffineries américaines a été faible cet été en raison de problèmes techniques, qui se sont traduits par des interruptions de production. Fin août, les stocks de pétrole et de produits pétroliers de l'OCDE étaient inférieurs à la moyenne des cinq dernières années, ravivant ainsi les préoccupations pour l'approvisionnement du marché à l'hiver 2007-2008.

À moyen terme, la production non-OPEP augmentera et les capacités mondiales de raffinage aussi. Toutefois, le marché devrait se resserrer par rapport à nos prévisions antérieures. En effet, si la croissance de la demande a été revue à la hausse sur la période 2007-2012, la croissance de l'offre est pour sa part révisée

à la baisse pour les pays non-OPEP (en raison de retards dans certains projets et de difficultés à exploiter les gisements en eau profonde) et les capacités excédentaires attendues de l'OPEP sont également réduites. Le prix annuel moyen du baril de pétrole brut WTI diminuerait donc toujours entre 2007 et 2012, mais ne redescendrait qu'autour de 67 $US.

À plus long terme, les contraintes physiques qui pèsent sur l'offre se traduiront par une augmentation des coûts de production. Le poids croissant des pays de l'OPEP dans la production mondiale, lié à leur part prépondérante dans les réserves mondiales de pétrole, et le durcissement de l'accès aux ressources pétrolières dans de nombreux pays riches en hydrocarbures, qui devrait se traduire par un ralentissement des investissements étrangers et de moindres développements, feront également pression sur le prix. Celui-ci devrait ainsi remonter en 2017 à près de 75 $US/baril.

TABLEAU 2A-4
COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES PRIX DES COMBUSTIBLES

Prévisionniste	(date de révision)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pétrole brut WTI ($US/baril)													
HQD	(août 2007)	66,09	65,14	74,84	70,96	69,40	68,06	66,92	67,30	69,06	70,62	72,53	74,44
Pétrole brut WTI ($US 2005/baril)													
HQD	(août 2007)	64,04	62,07	69,98	65,18	62,62	60,20	58,09	57,34	57,74	57,94	58,40	58,81
Global Insight	(février 2007)	64,16	54,80	57,29	56,72	55,45	54,38	51,94	49,61	47,52	46,30	45,37	45,03
EIA	(décembre 2006)	69,11	66,71	64,09	60,91	57,47	54,33	51,71	49,99	49,64	49,87	49,75	50,80
AJM Petrolium Consultants	(juin 2007)	64,76	65,36	65,35	65,36	62,49	62,47	62,46	62,48	62,47	62,47	62,49	62,49
Sproule	(juin 2007)	64,79	61,50	66,07	61,22	52,35	50,45	50,45	50,45	50,45	50,45	50,45	50,45
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN/Mpc)													
HQD	(août 2007)	7,10	7,48	7,27	8,18	8,16	7,96	7,91	7,98	8,11	8,27	8,54	8,90
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN 2005/Mpc)													
HQD	(août 2007)	7,10	7,33	6,99	7,71	7,54	7,21	7,03	6,95	6,92	6,92	7,01	7,16
Global Insight	(février 2007)	5,53	5,58	6,20	6,26	5,68	5,50	5,44	5,36	5,28	5,36	5,46	5,62
AJM Petrolium Consultants	(juin 2007)	6,41	6,73	7,16	7,67	7,88	7,90	7,84	7,90	7,86	7,87	7,88	7,88
Sproule	(juin 2007)	7,02	7,17	8,07	7,29	6,35	6,37	6,35	6,34	6,32	6,30	6,28	6,26

1.4 Tableau récapitulatif des variables démographiques, économiques et énergétiques

TABLEAU 2A-5
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES
SCÉNARIO MOYEN

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Population totale au Québec (milliers)	7 704	7 757	7 806	7 851	7 895	7 936	7 973	8 006	8 035	8 063	8 090
Âge moyen (années)	40,14	40,37	40,61	40,86	41,11	41,36	41,60	41,85	42,10	42,35	42,59
Nombre de ménages (milliers)	3 326	3 372	3 414	3 455	3 493	3 530	3 560	3 590	3 618	3 645	3 673
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	46,5	43,0	38,0	36,0	35,0	34,0	30,5	29,8	27,9	27,6	27,1
Croissance du PIB (%)	1,4	2,0	2,6	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,0
Croissance du PIB manufacturier (%)	-2,0	1,5	3,0	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	1,9
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,5	2,1	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,1
Revenu personnel disponible (%)	3,8	1,3	1,8	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN/mpc)	7,48	7,27	8,18	8,16	7,96	7,91	7,98	8,11	8,27	8,54	8,90
Pétrole brut WTI ($US/baril)	65,14	74,84	70,96	69,40	68,06	66,92	67,30	69,06	70,62	72,53	74,44

2 PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

La prévision de la demande repose sur l'information disponible en août 2007. Elle se distingue donc de la prévision déposée dans le dossier tarifaire 2008-2009 du Distributeur (R-3644-2007). En outre, exceptionnellement, pour l'année 2008, des informations plus récentes ont été intégrées au scénario moyen de la prévision. Cette prévision inclut les besoins des réseaux de distribution municipaux.

Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au Québec sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant la prévision des ventes régulières par secteurs de consommation et la prévision des besoins en

énergie, ainsi que la prévision des besoins réguliers du Distributeur en puissance (en MW), comprenant notamment la prévision de la pointe d'hiver.

La prévision des ventes est effectuée par secteurs de consommation : Domestique et agricole, Général et institutionnel, Industriel et Autres. Pour chaque secteur de consommation, la prévision se fonde sur les historiques des ventes publiées, estimées mensuellement à partir des ventes facturées, normalisées pour les conditions climatiques. Par ailleurs, les ventes publiées normalisées de chaque année sont corrigées afin d'attribuer les ajustements comptables[1] aux années auxquelles ils se rapportent. Ainsi, pour une année donnée, la partie de l'ajustement comptable de cette année qui touche l'année précédente est exclue, alors que la partie de l'ajustement comptable de l'année subséquente qui s'y rapporte lui est ajoutée.

Les modèles de prévision utilisés reflètent le plus fidèlement possible le comportement énergétique prévisible des différents types de clients composant chacun des secteurs de consommation. La prévision des ventes repose évidemment sur le positionnement de nombreuses hypothèses relativement aux facteurs qui influencent l'évolution de la demande. Parmi ces hypothèses, on retrouve celles concernant les variables socioéconomiques. Ce sont les prévisions démographiques (prévision de la population et prévision de ménages), les prévisions économiques (environnement économique et monétaire, marché du travail et revenu personnel disponible, mises en chantier de logements, produit intérieur brut par industries, tonnes de production industrielle) et les prévisions des prix des combustibles (prix du pétrole et du gaz naturel).

D'autres hypothèses touchent les données de type commercial, soit les informations spécifiques ou générales sur les clients de grande puissance et

[1] Lorsque requis, les ajustements comptables (ajustements du facturé/livré) sont effectués à la fin de l'année civile. Ils corrigent l'estimation des ventes publiées d'une période de 12 mois se terminant le 30 juin de l'année en fonction des ventes facturées au cours de cette période. L'historique des ajustements du facturé/livré se trouve à l'annexe 2D.

leurs marchés, les hypothèses technico-économiques par marché (les taux de diffusion des appareils, les caractéristiques des équipements, etc.) et l'impact attendu sur les ventes par secteurs de consommation des différentes interventions commerciales d'Hydro-Québec Distribution. Aussi, la prévision des ventes aux clients de grande puissance est produite par clients sur un horizon de trois ans en intégrant les prévisions des variations de charge obtenues à partir de consultations auprès de chacun de ces clients et en considérant les prévisions économiques par secteurs d'activité. Sur un horizon plus lointain, peu ou pas d'informations peuvent être obtenues auprès de chacun des clients sur les variations de charge. Conséquemment, dans un premier temps, la prévision à plus long terme des ventes aux clients de grande puissance est établie par secteurs d'activité. Celle-ci découle d'études prospectives par produits ou par secteurs d'activité et de la prévision économique à long terme (produit intérieur brut industriel et tertiaire.

Le scénario moyen est établi en utilisant les valeurs les plus probables des hypothèses sous-jacentes à la prévision. Des scénarios d'encadrement fort et faible (cf. section 1 de l'annexe 2B) déterminent ensuite une fourchette de l'évolution de la demande.

Pour plus de détails sur la méthodologie de prévision des ventes régulières d'électricité au Québec, prière de se référer à la section 1.1 de l'annexe 2E.

En 2017, les ventes d'électricité devraient s'élever à 186,9 TWh. Cela représente une augmentation de 15,1 TWh sur la période 2007-2017 ou un taux annuel moyen de croissance de 0,8 % ou environ 1,5 TWh par an. Comparativement à la croissance observée sur la période 1997-2007, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance totale des ventes normalisées au Québec s'est établie à 26,0 TWh, ce qui correspond à un taux annuel moyen de 1,7 %. Plusieurs phénomènes expliquent ce ralentissement, notamment l'évolution de la démographie au Québec, qui va de

pair avec une moindre croissance économique (en dépit d'une productivité accrue du travail), et le déploiement du Plan global en efficacité énergétique.

C'est au secteur industriel Grandes entreprises que l'on doit l'essentiel de la croissance prévue (38 %), les secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel y contribuant respectivement pour 30 % et 26 %.

Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont détaillés ci-après par secteurs de consommation et présentés dans le tableau 2A-6.

2.1 Domestique et agricole

Au secteur Domestique et agricole (34 % des ventes au Québec), la croissance prévue sur la période 2007-2017 est de 4,5 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel disponible.

2.2 Général et institutionnel

Au secteur Général et institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance prévue sur la période 2007-2017 atteint 3,9 TWh, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %. La croissance des ventes à ce secteur s'explique essentiellement par l'accroissement de la population et des besoins en services qui en découlent, du PIB tertiaire et du revenu personnel disponible. À ces facteurs, s'ajoutent les prix de l'électricité et des autres formes d'énergie qui influencent la position concurrentielle de l'électricité.

2.3 Industriel petites et moyennes entreprises

Aux petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel (5 % des ventes au Québec), les ventes d'électricité sur la période 2007-2017 augmentent de 0,6 TWh (ou 0,7 % par an en moyenne). À court terme, les entreprises de ce

secteur sont fortement affectées par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et par la concurrence des pays émergents et il en résulte une stagnation des ventes d'électricité. À plus long terme, l'accroissement du PIB manufacturier induit une hausse des ventes d'électricité à l'industriel PME.

2.4 Industriel grandes entreprises

Aux grandes entreprises du secteur Industriel (37 % des ventes au Québec), la croissance prévue des ventes s'élève à 5,7 TWh sur la période 2007-2017, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance des ventes se retrouve en majeure partie dans le secteur de la fonte et affinage, qui profite de l'ajout d'un bloc de 225 MW à Alcan. Ce secteur ainsi que l'industrie minière sont également stimulés par la forte augmentation de la demande mondiale. En revanche, le secteur des pâtes et papiers subit des rationalisations importantes, qui se traduisent par des fermetures permanentes de machines et des baisses de production principalement dans le papier journal.

2.5 Autres

Le secteur Autres (3 % des ventes au Québec) regroupe les réseaux de distribution municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux municipaux comptent pour 4,2 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2007. Au secteur Autres, la croissance prévue des ventes s'élève à 0,4 TWh entre 2007 et 2017 ou 0,7 % par an en moyenne.

TABLEAU 2A-6
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2007 [1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-17 TWh	Croissance 2007-17 tx annuel moyen
Domestique et Agricole	59,2	60,3	60,1	60,5	61,0	61,7	61,9	62,3	62,7	63,4	63,6	4,5	0,7%
Général et Institutionnel	34,2	34,9	35,2	35,7	36,0	36,5	36,7	37,0	37,3	37,8	38,1	3,9	1,1%
Industriel PME	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	9,8	9,9	0,6	0,7%
Industriel Grandes entreprises	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	68,9	69,5	69,8	5,7	0,9%
Autres	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	**171,8**	**170,9**	**173,6**	**176,8**	**178,0**	**180,3**	**181,3**	**182,6**	**184,0**	**185,9**	**186,9**	**15,1**	**0,8%**

1 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

3 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES

Les besoins en énergie visés par le Plan sont composés de la consommation visée par le Plan et des pertes de distribution et de transport. Par rapport à la prévision des ventes présentée dans la section précédente, la consommation visée par le Plan est obtenue en additionnant à ces ventes l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers, puis en leur soustrayant la consommation hors réseau intégré. Celle-ci inclut les ventes dans les réseaux autonomes[2] et les ventes alimentées par les groupes électrogènes mobiles.

Les pertes de distribution et de transport sont calculées en appliquant un taux de pertes global (distribution et transport confondus) à la consommation visée par le Plan. Pour l'année 2007, le taux de pertes global normalisé projeté est de 7,7 %. C'est le taux de pertes anticipé considérant les résultats normalisés de ventes et de besoins des derniers mois et les prévisions de ventes et de besoins des

[2] Ainsi que celles dans la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée au réseau d'Hydro-Québec et est alimentée par de la production située en Ontario.

prochains mois. Pour les années 2008 et suivantes, l'hypothèse de taux de pertes global retenue est de 7,5 % et suppose un taux de pertes de transport de 5,2 %. Ce taux global correspond à la moyenne des taux de pertes normalisés des années 2004 à 2006 corrigée pour l'écart entre la moyenne des taux réels de pertes de transport durant ces trois années et le taux de pertes de référence de 5,2 % utilisé comme hypothèse prévisionnelle. Ce taux global est stable sur tout l'horizon prévisionnel en raison de l'absence d'indication de croissance ou de décroissance d'un tel taux dans l'avenir.

TABLEAU 2A-7
HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES

	2007[1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de pertes global	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Taux de pertes de distribution	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

[1] Valeurs normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique).

Le tableau 2A-8 présente la prévision des besoins visés par le Plan. D'ici 2017, les besoins en énergie progresseront d'environ 1,6 TWh par année, ce qui correspond à un taux annuel moyen de 0,8 %.

TABLEAU 2A-8
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017 TWh	Croissance 2007-2017 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévision des ventes	**171,8**	**170,9**	**173,6**	**176,8**	**178,0**	**180,3**	**181,3**	**182,6**	**184,0**	**185,9**	**186,9**	**15,1**	**0,8%**
+ Usage interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-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	**172,1** [1]	**171,0**	**173,7**	**176,9**	**178,1**	**180,3**	**181,3**	**182,6**	**183,9**	**185,9**	**186,8**	**14,8**	**0,8%**
+ Pertes de distribution et de transport	13,3	12,8	13,0	13,3	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,9	14,0	0,8	0,6%
= Besoins visés par le Plan	**185,3**	**183,8**	**186,7**	**190,2**	**191,5**	**193,8**	**194,9**	**196,3**	**197,7**	**199,8**	**200,8**	**15,5**	**0,8%**
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2007)	**0,9**												
Valeurs réelles													
Besoins visés par le Plan	**186,2**												

[1] Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,1 TWh d'énergie interrompue en début d'année chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

4 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte non seulement de la prévision des besoins en énergie, mais aussi de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale, puisque le profil horaire de l'électricité patrimoniale, tel qu'il est présenté dans le décret 1277-2001, l'inclut.

Les besoins réguliers du Distributeur en puissance passeront de 35 100 MW pour la pointe d'hiver 2006-2007 à 38 681 MW pour la pointe d'hiver 2016-2017, soit une croissance de 3 581 MW représentant une croissance annuelle moyenne d'environ 358 MW ou 1,0 %.

La prévision par usages est détaillée ci-après et présentée dans le tableau 2A-9.

4.1 Chauffage des locaux

Le chauffage des locaux au secteur Domestique et agricole représente 29 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2006-2007 et montre une hausse de près de 860 MW entre les hivers 2006-2007 et 2016-2017. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,8 %, un taux plus modéré que celui des besoins réguliers du Distributeur. Sans les économies d'énergie découlant des programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), le taux de croissance annuel moyen de cet usage serait de près de 50 % plus élevé.

Le chauffage des locaux au secteur Général et institutionnel compte pour 9 % des besoins à l'hiver 2006-2007. Sur l'ensemble de la période, cette composante affiche une décroissance annuelle de 0,6 %. En l'absence des économies d'énergie provenant des programmes du PGEÉ, cet usage aurait plutôt montré une croissance de 0,8 %.

Au total, avec une part de 39 % à la pointe d'hiver 2006-2007 et un taux d'augmentation moyen de 0,5 % par année, la contribution du chauffage des locaux à la croissance totale des besoins se chiffre à 19 %.

4.2 Chauffage de l'eau au secteur Domestique et agricole

Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et agricole compte pour 4 % des besoins. Avec une progression de 186 MW sur la période ou un taux de croissance moyen de 1,1 % par année, cet usage explique 5 % de la hausse totale des besoins.

4.3 Industriel Petites et moyennes entreprises (PME)

Le secteur Industriel PME représente 4 % des besoins. Il enregistre une augmentation d'un peu moins de 100 MW entre les hivers 2006-2007 et

2016-2017, soit un rythme de croissance annuel de 0,6 %. La participation de cet usage à la croissance totale n'est que de 3 %.

4.4 Industriel Grandes entreprises

Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins à la pointe d'hiver 2006-2007 et contribue de façon proportionnelle à la progression des besoins avec une part de 24 %. La hausse prévue entre 2006-2007 et 2016-2017 s'élève à 855 MW, soit 1,0 % en moyenne par année.

4.5 Autres usages

Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur Domestique et agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l'usage interne et la consommation des centrales d'Hydro Québec Production. La part de ces besoins résiduels se chiffre à 30 % des besoins à la pointe d'hiver 2006-2007. Avec une croissance de 1 766 MW sur la période, cette composante montre un taux de croissance annuel moyen de 1,5 %, un rythme bien supérieur à celui des besoins totaux. La progression de cet ensemble d'usages est à l'origine de 49 % de la hausse totale des besoins réguliers du Distributeur.

TABLEAU 2A-9
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (MW)

	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	Croissance 2006-2016 MW	Croissance 2006-2016 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques[1]													
Chauffage domestique et agricole	10 337	10 584	10 593	10 713	10 811	10 897	10 969	11 031	11 093	11 120	11 192	855	0,8%
Chauffage général et institutionnel	3 260	3 324	3 333	3 338	3 308	3 267	3 224	3 180	3 137	3 079	3 081	-179	-0,6%
Eau chaude domestique et agricole	1 556	1 581	1 604	1 624	1 644	1 665	1 683	1 699	1 713	1 727	1 742	186	1,1%
Industriel PME	1 471	1 453	1 460	1 467	1 475	1 486	1 499	1 514	1 532	1 552	1 569	98	0,6%
Industriel Grandes entreprises	7 785	7 745	7 867	8 178	8 226	8 319	8 406	8 466	8 526	8 585	8 640	855	1,0%
Autres usages	10 691	11 282	11 362	11 531	11 665	11 784	11 920	12 058	12 192	12 317	12 457	1 766	1,5%
Besoins réguliers du Distributeur *(Besoins visés par le Plan)*	**35 100**	**35 968**	**36 219**	**36 851**	**37 129**	**37 418**	**37 701**	**37 948**	**38 193**	**38 380**	**38 681**	**3 581**	**1,0%**
Impacts des conditions climatiques[1]	**493**												
Valeurs réelles													
Besoins réguliers du Distributeur	**35 593**												

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

5 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION

5.1 Économies d'énergie

La prévision de la demande présentée ci-dessus prend en compte l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On distingue trois ordres d'économies d'énergie :

- les économies d'énergie tendancielles ;
- les programmes déjà mis en œuvre ;
- les programmes déployés dans le cadre du PGEÉ.

Le tableau 2A-10 présente les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes et le tableau 2A-11 présente leur impact sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

5.1.1 Économies d'énergie tendancielles

Les modèles de prévision prennent en considération l'impact de mesures entreprises directement par les clients et des économies découlant des changements de normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. En outre, ils reflètent les économies d'énergie liées au rajeunissement du parc d'immeubles (par le biais de la démolition, reconstruction ou de rénovations majeures). C'est ce qu'on appelle les économies d'énergie tendancielles.

5.1.2 Programmes déjà mis en œuvre

Dans la majorité des cas, ces programmes ont été déployés par Hydro-Québec au cours des années 90. En 2007, la réduction de la demande qui en résulte se chiffre à 2,2 TWh. Pour les années suivantes, l'information est fournie dans la seconde partie du tableau 2A-10 ci-après.

5.1.3 Plan global en efficacité énergétique

Le Distributeur a soumis à la Régie le budget 2007 du PGEÉ (R-3610-2006), dans lequel il rehaussait l'objectif d'économies d'énergie annuelles de 4,1 TWh à 4,7 TWh en 2010 et portait l'objectif d'économies d'énergie annuelles à 8 TWh en 2015, qui a été accepté par la Régie en février 2007 (D-2007-12).

En août 2007, le Distributeur a présenté le budget 2008 du PGEÉ (R-3644-2007), dans lequel il maintient l'objectif d'économies d'énergie annuelles de 4,7 TWh en 2010 et de 8 TWh en 2015.

Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la demande d'électricité. Dans le Plan, la prévision de la demande incorpore des économies d'énergie correspondant à l'objectif de 8 TWh implantés à terme en 2015. Ces 8 TWh implantés à terme en 2015 se traduisent pour la prévision des

ventes en 7,6 TWh d'économies d'énergie mensualisées. La différence entre les GWh implantés et mensualisés est expliquée à la section 1.1 de l'annexe 2E.

TABLEAU 2A-10
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES (TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Économies d'énergies tendancielles	**0,7**	**1,3**	**1,9**	**2,6**	**3,2**	**3,8**	**4,3**	**4,9**	**5,5**	**6,1**	**6,7**
Domestique et Agricole	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9
Général et Institutionnel	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1
Industriel (PME)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Industriel (GE)	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,3	2,6	2,9	3,2
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre *	**2,2**	**2,2**	**2,1**	**2,1**	**2,0**	**2,0**	**1,9**	**1,9**	**1,9**	**1,8**	**1,8**
Domestique et Agricole	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Général et Institutionnel	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Plan global en efficacité énergétique *	**1,6**	**2,3**	**3,2**	**4,2**	**5,0**	**5,8**	**6,4**	**7,1**	**7,6**	**8,0**	**8,0**
Domestique et Agricole	0,9	1,2	1,5	1,9	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,1	3,1
Général et Institutionnel	0,3	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,5	2,5
Industriel	0,5	0,7	1,0	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,3	2,3	2,3
Total	**4,5**	**5,8**	**7,2**	**8,9**	**10,2**	**11,5**	**12,7**	**13,9**	**15,0**	**15,9**	**16,5**

* Économies d'énergie mensualisées.

TABLEAU 2A-11
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)

	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Économies d'énergie tendancielles	110	210	320	410	510	600	690	770	860	950	1 040
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	350	350	350	340	330	320	310	300	300	290	280
Plan global en efficacité énergétique	210	330	470	640	840	1 020	1 190	1 350	1 510	1 670	1 670
Total	670	890	1 130	1 390	1 680	1 950	2 190	2 420	2 660	2 910	2 990

5.2 Moyens de gestion de la consommation

Le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat d'approvisionnement.

Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel devrait être traitée explicitement dans le Plan à titre de moyen d'approvisionnement. C'est le cas de l'option d'électricité interruptible. Ces moyens de gestion de consommation, disponibles sur appel, sont abordés à la section 4.8 du Plan d'approvisionnement. Ils sont actuellement les seuls moyens de cette catégorie pouvant être utilisés par le Distributeur. Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 2A-12 montre l'effacement à la pointe qui en résulte.

TABLEAU 2A-12
MOYEN DE GESTION DE LA CONSOMMATION PRIS EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)

	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Effacement de la bi-énergie résidentielle	810	810	810	820	820	820	830	830	830	830	840

6 ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

Depuis la cause R-3526-2004, *Demande d'avis du MRNFP relativement à la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît*, le Distributeur a déposé à la

Régie de l'énergie des évaluations de la sensibilité de la prévision de la demande d'électricité à différentes variables démographiques, économiques et énergétiques. Outre le dossier mentionné ci-dessus, ces évaluations ont été déposées aussi dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004) et dans les dossiers tarifaires 2005-2006 et 2006-2007 (R-3541-2004 et R-3579-2005). Les sensibilités aux hausses tarifaires n'ont pour leur part été déposées que dans le dossier tarifaire 2006-2007. Elles varient selon l'ampleur de la hausse alors que les sensibilités au revenu/PIB, prix des combustibles et aux variables démographiques demeurent les mêmes.

Depuis ces dépôts, le Distributeur a décidé d'exprimer la plupart de ces sensibilités en termes d'élasticité, et ce dans le but de se comparer plus facilement avec la littérature en économie de l'énergie. L'élasticité prix de la demande d'un produit quantifie l'impact d'un changement de son prix sur sa demande. Elle se définit comme étant le changement en pourcentage de la quantité demandée d'un bien, ici l'électricité, pour une variation de 1 % de son prix. L'élasticité prix croisée de la demande quantifie l'impact d'un changement de prix d'un produit substitut, ici le gaz et le mazout pour l'électricité, sur sa demande. L'élasticité revenu se définit comme étant le changement en pourcentage de la quantité demandée d'un produit, en l'occurrence l'électricité, pour une variation de 1 % du revenu ou du PIB. Ces mesures ont l'avantage d'être insensibles aux unités de mesure et d'être comparables d'un bien à l'autre.

Pour le secteur Domestique et agricole, l'élasticité revenu de la demande se conçoit en termes du revenu personnel disponible. Au secteur Général et institutionnel, il s'agit plutôt du PIB tertiaire. Alors que pour l'Industriel PME et l'Industriel GE, il s'agit du PIB manufacturier.

Les élasticités et la sensibilité sous-jacentes aux modèles utilisés dans chaque secteur de consommation pour la prévision du Plan d'approvisionnement 2008-2017 sont présentées dans le tableau 2A-13.

TABLEAU 2A-13
ÉLASTICITÉS ET SENSIBILITÉS PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Domestique et agricole $_{R}$	-0,05	s.o.
Général et institutionnel $_{ÉL}$	-0,16	-0,27
Industriel PME $_{R}$	-0,02	-0,02
Industriel GE	s.o.	s.o.
Élasticité revenu de la demande		
Domestique et agricole	0,10	s.o.
Général et institutionnel	0,25	0,40
Industriel PME	0,57	0,66
Industriel GE	0,41	0,13
Élasticité prix croisée (prix du gaz et du mazout)		
Domestique et agricole	s.o.	s.o.
Général et institutionnel	0,03	0,12
Industriel PME	s.o.	s.o.
Industriel GE	s.o.	s.o.
Sensibilité aux variables démographiques		
Domestique et agricole		
Δ 10 000 ménages	200 GWh	s.o.

Légende relativement aux étalons prix: $_{ÉL}$: variable prix de l'électricité; $_{R}$: variable de prix relatifs.

ANNEXE 2B
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉAS DE LA DEMANDE

1 SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION

1.1 Méthodologie

Pour effectuer les scénarios fort et faible de la prévision de la demande d'électricité en énergie, la méthodologie est sensiblement la même que pour le scénario moyen. Des scénarios d'encadrement sont d'abord effectués pour la démographie et les prix des combustibles. Ceux-ci servent d'intrants pour l'élaboration des scénarios économiques fort et faible. Ces données démographiques, économiques et ces prix des combustibles sont utilisés dans les modèles du secteur Domestique et agricole, du secteur Général et institutionnel et du secteur Industriel PME. Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'analyse se fait par clients en fonction des incertitudes de marché et de la situation économique.

Pour ce qui est des scénarios fort et faible des besoins en puissance, la prévision est obtenue en appliquant aux scénarios fort et faible de la demande en énergie la même méthodologie que pour le scénario moyen.

1.2 Variables démographiques, économiques et énergétiques

TABLEAU 2B-1
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES
SCÉNARIO FORT

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Population totale au Québec (milliers)	7 714	7 781	7 844	7 904	7 962	8 018	8 074	8 128	8 181	8 232	8 283
Âge moyen (années)	40,11	40,31	40,52	40,72	40,92	41,13	41,32	41,52	41,72	41,91	42,10
Nombre de ménages (milliers)	3 336	3 383	3 428	3 472	3 514	3 553	3 590	3 627	3 666	3 704	3 741
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	49,0	47,0	45,0	44,0	43,0	39,1	37,0	37,2	38,7	38,5	36,9
Croissance du PIB (%)	2,5	3,0	3,2	3,2	3,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,7
Croissance du PIB manufacturier (%)	-0,5	2,5	4,0	3,7	3,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	2,9
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,0	2,6	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7
Revenu personnel disponible (%)	4,5	2,8	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN/mpc)	8,11	10,18	9,82	9,79	9,55	9,50	9,58	9,73	9,93	10,25	10,68
Pétrole brut WTI ($US/baril)	69,66	82,16	81,61	79,81	78,27	76,96	77,40	79,42	81,22	83,42	85,60

TABLEAU 2B-2
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES
SCÉNARIO FAIBLE

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Population totale au Québec (milliers)	7 700	7 742	7 779	7 810	7 837	7 859	7 877	7 892	7 903	7 913	7 922
Âge moyen (années)	40,14	40,41	40,68	40,97	41,27	41,57	41,87	42,17	42,47	42,76	43,05
Nombre de ménages (milliers)	3 310	3 345	3 378	3 409	3 438	3 463	3 485	3 507	3 530	3 553	3 575
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	44,0	35,0	31,0	28,0	25,0	25,4	22,4	21,8	23,3	23,0	21,3
Croissance du PIB (%)	0,6	1,5	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3
Croissance du PIB manufacturier (%)	-3,0	0,5	1,5	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,9
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,0	1,6	2,1	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,5
Revenu personnel disponible (%)	3,0	1,2	1,2	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN/mpc)	6,84	6,79	6,54	6,53	6,37	6,33	6,39	6,49	6,62	6,83	7,12
Pétrole brut WTI ($US/baril)	59,98	60,73	60,32	58,99	57,85	56,88	57,21	58,70	60,03	61,65	63,27

1.3 Présentation du scénario fort

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2017 s'élèvent à 200,2 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,5 %. Elles sont supérieures de 13,3 TWh au scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 51 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 23 % au secteur Général et institutionnel, 17 % au secteur Domestique et agricole, 7 % au secteur industriel PME et 2 % au secteur Autres.

Dans ce scénario, la croissance démographique est plus forte, ce qui a pour effet d'accroître la demande intérieure. La main-d'œuvre est également plus abondante, ce qui permet d'avoir les ressources nécessaires pour assurer des taux de croissance plus élevés du PIB. Dans ce contexte, le Québec bénéficie d'une productivité accrue qui le rend plus compétitif et lui permet d'aller chercher les opportunités d'affaires qui se présentent chez ses partenaires commerciaux, également en meilleure santé économique. Les exportations du Québec sont donc plus fortes et contribuent à leur tour au renforcement de la croissance.

Pour les secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel, c'est aux variables démographiques que l'on doit le plus gros de l'écart. Le reste provient des variables économiques et, au secteur Général et institutionnel, des prix des combustibles.

Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les prévisions du PIB manufacturier par secteurs.

Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la sidérurgie, de la fonte et affinage, des pâtes et papiers et des mines. Dans ce scénario, l'activité manufacturière forte stimule la croissance.

Pour ce qui est des besoins réguliers du Distributeur, la prévision est de 41 082 MW à la pointe de l'hiver 2016-2017. Comparativement aux besoins normalisés de la pointe de l'hiver 2006-2007, ceci représente une augmentation de 5 982 MW, soit une croissance annuelle moyenne de près de 600 MW ou 1,6 %. Par rapport au scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs d'environ 2 400 MW à l'horizon 2016-2017.

1.4 Présentation du scénario faible

Les ventes prévues au scénario faible sont de 172,1 TWh en 2017, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 0,1 % sur la période 2007-2017. Elles sont inférieures au scénario moyen de 14,8 TWh. Cet écart se répartit de la manière suivante : 52 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 26 % au secteur Général et institutionnel, 15 % au secteur Domestique et agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Il est à noter que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le scénario fort, mais en négatif. Toutefois, pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la fonte et affinage, des pâtes et papiers et, dans une moindre mesure, aux secteurs des mines et du pétrole et de la chimie.

La prévision des besoins réguliers du Distributeur à la pointe de l'hiver 2016-2017 est de 36 039 MW dans le scénario faible. Comparativement aux besoins normalisés de la pointe de l'hiver 2006-2007, ceci représente une augmentation de 939 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur l'ensemble de la période d'environ 90 MW ou 0,3 %. Par rapport au scénario moyen, la pointe 2016-2017 est inférieure de 2 642 MW.

TABLEAU 2B-3
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
VENTES EN TWh

	2007 [1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-17 TWh	Croissance 2007-17 tx annuel moyen
Scénario moyen	171,8	170,9	173,6	176,8	178,0	180,3	181,3	182,6	184,0	185,9	186,9	15,1	0,8%
Scénario fort	172,9	175,0	177,6	181,9	184,7	188,3	190,4	192,9	195,5	198,4	200,2	27,2	1,5%
Scénario faible	170,1	168,1	168,4	168,6	168,3	169,0	168,6	168,7	169,0	169,9	172,1	2,0	0,1%

1 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 2B-4
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE EN TWh

	2007[1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017 TWh	Croissance 2007-2017 tx annuel moyen
Scénario moyen	185,3	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8	15,5	0,8%
Scénario fort	186,5	188,2	191,0	195,7	198,6	202,4	204,7	207,3	210,1	213,3	215,1	28,6	1,4%
Scénario faible	183,5	180,8	181,2	181,4	181,1	181,7	181,2	181,3	181,6	182,6	185,0	1,5	0,1%

[1] Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2007 normalisés pour les conditions climatiques.

TABLEAU 2B-5
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER EN MW

	2006-2007[1]	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	Croissance 2006-2016 MW	Croissance 2006-2016 tx annuel moyen
Scénario moyen	35 100	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681	3 581	1,0%
Scénario fort	35 100	36 476	36 897	37 734	38 259	38 777	39 279	39 744	40 234	40 619	41 082	5 982	1,6%
Scénario faible	35 100	35 348	35 348	35 519	35 515	35 524	35 543	35 555	35 593	35 613	36 039	939	0,3%

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

2 ALÉAS DE LA DEMANDE

L'analyse de la prévision de la demande présentée dans l'annexe 2A a porté sur les besoins énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions climatiques normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :

- l'aléa découlant des conditions climatiques ;
- l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

Les aléas sur les besoins sont présentés ci-dessous de même que leur impact combiné (aléa global). Ces aléas s'appliquent sur la prévision de besoins en énergie visés par le Plan et de besoins en puissance à la pointe d'hiver.

2.1 L'aléa climatique

L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au scénario à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre au cours d'une année.

Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales. L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à partir de 252 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions climatiques. Ces simulations sont établies dans le cadre de la prévision du profil horaire des besoins du Distributeur, prévision dont la méthodologie est décrite à la section 1.5 de l'annexe 2E.

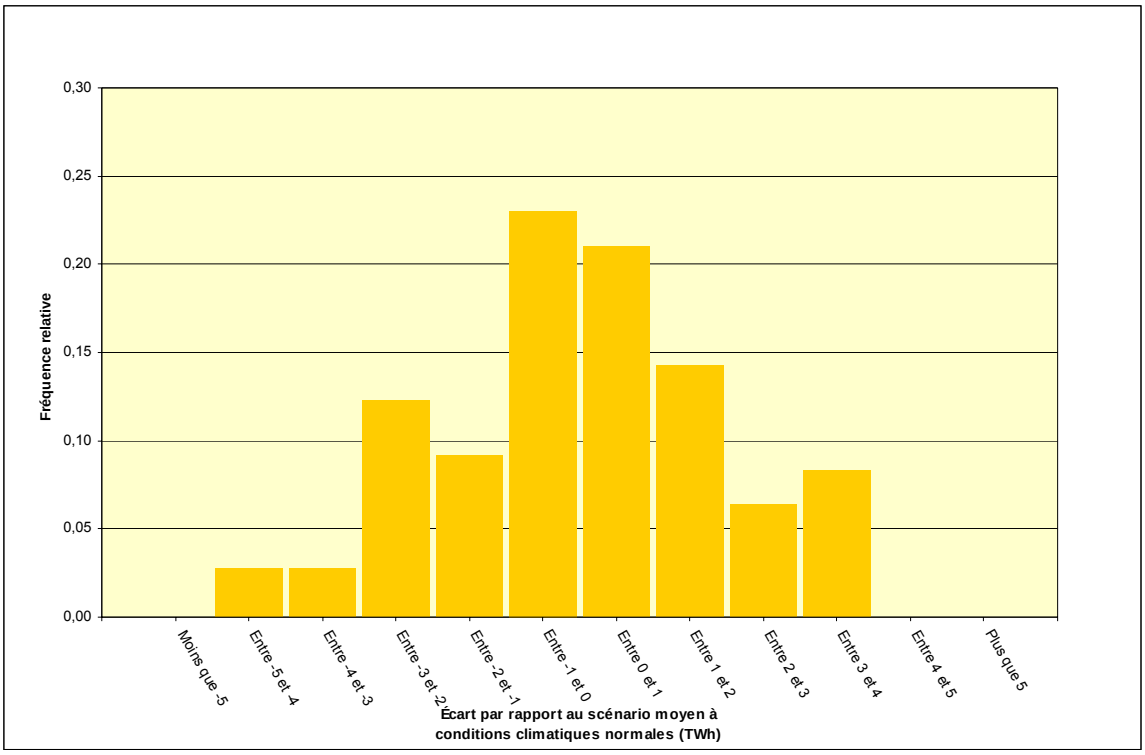
Selon cette approche, la simulation des besoins de l'année 2012 montre que l'écart type en énergie de l'aléa climatique est de 1,9 TWh. Le tableau 2B-6 montre que les résultats sont pratiquement les mêmes pour chacune des années du Plan.

TABLEAU 2B-6
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Écart type (TWh)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Coefficient de variation	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%

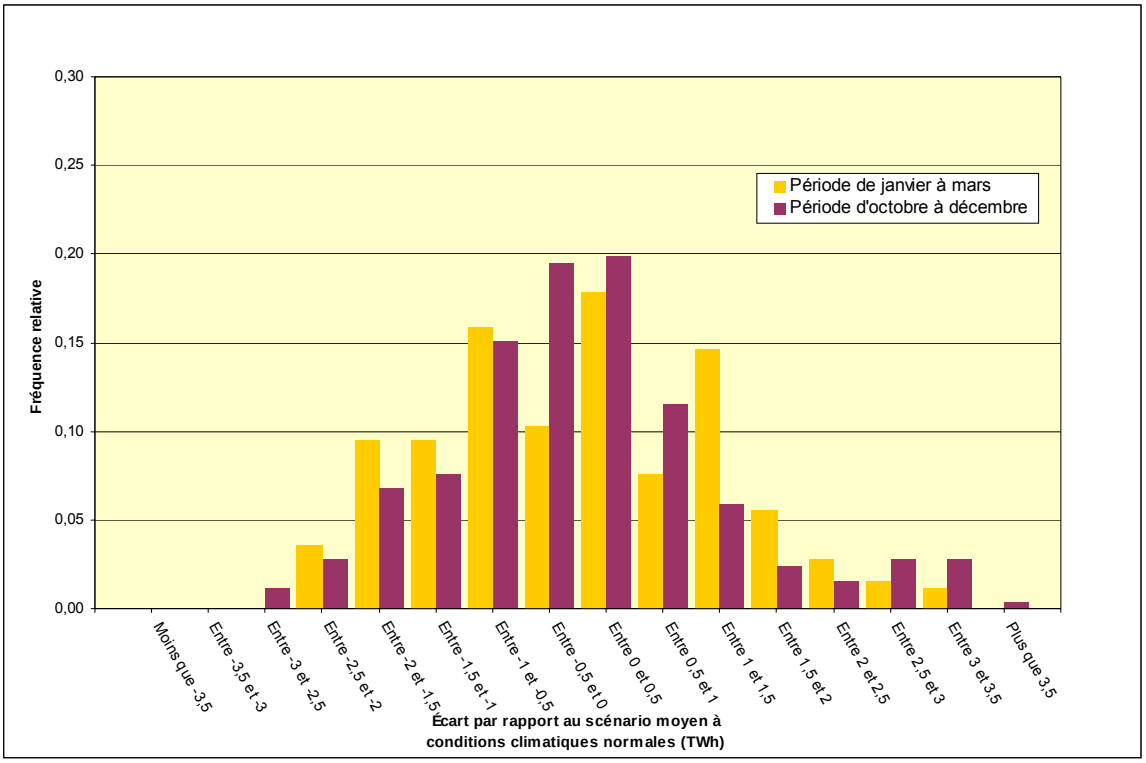
Sous les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels seraient supérieurs de 3,5 TWh à ceux d'une année moyenne. À l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient des besoins d'environ 4,3 TWh sous la normale. La distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en énergie de l'année 2012 figure au graphique 2B-1.

GRAPHIQUE 2B-1
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE
ANNÉE 2012



Toujours à partir des 252 simulations des besoins prévus, le graphique 2B-2 présente par ailleurs, sous la forme d'un histogramme, l'aléa climatique sur les besoins en énergie pour le premier et le dernier trimestre de l'année 2012. Ces résultats montrent que les besoins en énergie pour ces deux trimestres ont, face aux conditions climatiques, une variabilité importante.

GRAPHIQUE 2B-2
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
PÉRIODE DE JANVIER À MARS ET D'OCTOBRE À DÉCEMBRE – ANNÉE 2012



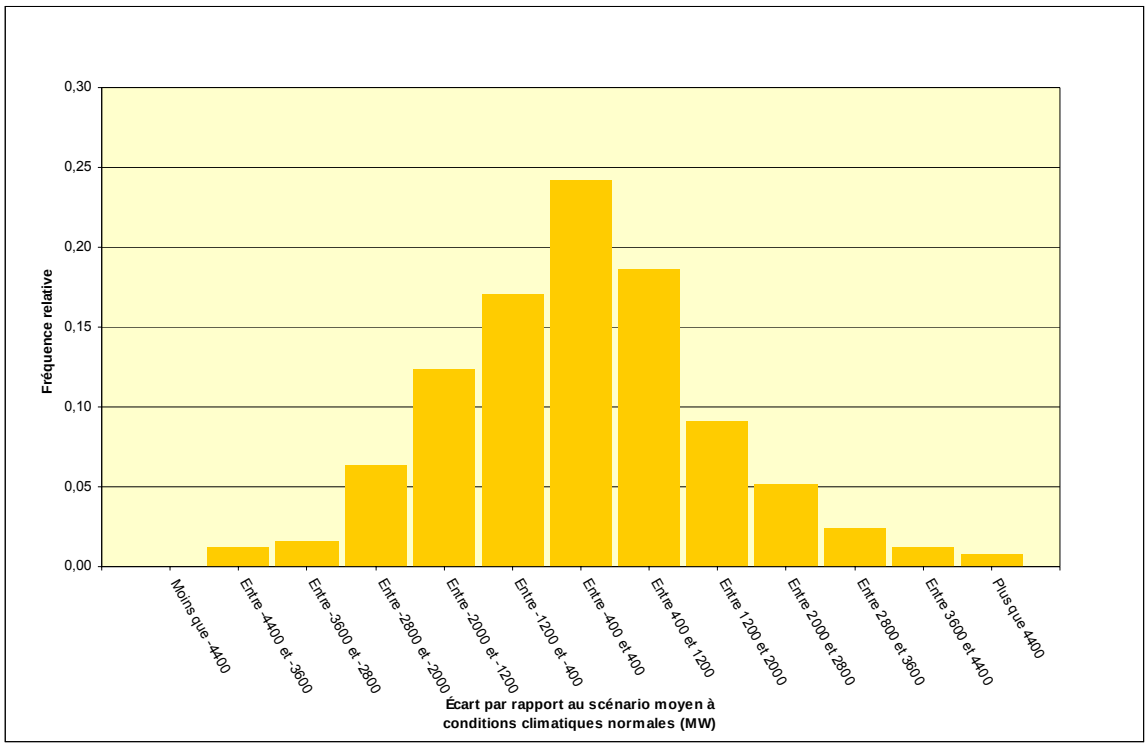
En puissance, le tableau 2B-7 donne l'estimation de l'écart type de l'aléa climatique sur les besoins à la pointe des hivers 2007-2008 à 2016-2017.

TABLEAU 2B-7
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Écart type (MW)	1540	1540	1560	1570	1580	1590	1590	1600	1600	1620
Coefficient de variation	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%

L'histogramme du graphique 2B-3 illustre la distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2010-2011. Dans les cas extrêmes, l'impact des conditions climatiques peut atteindre près de 4 800 MW.

GRAPHIQUE 2B-3
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
HIVER 2010-2011



2.2 L'aléa sur la demande prévue

L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi

qu'aux erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité. L'aléa sur la demande prévue est encadré par les scénarios fort et faible de croissance de la demande.

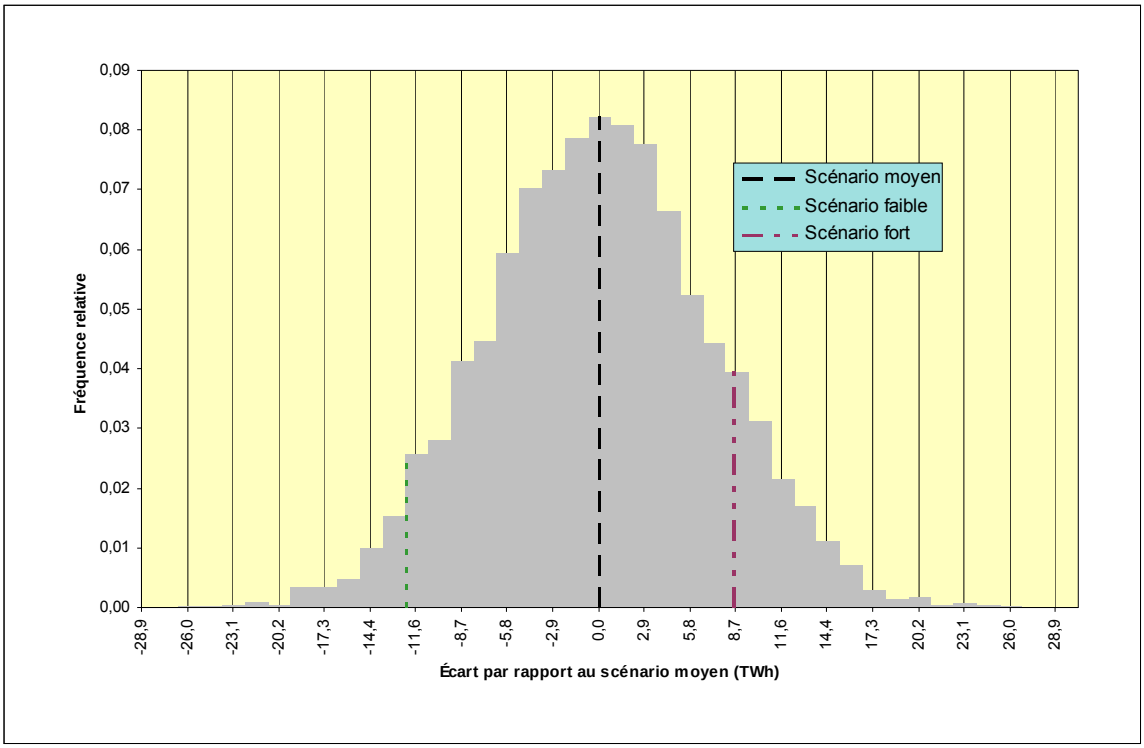
2.2.1 Aléa sur la demande en énergie prévue

Une façon de cerner les futurs possibles est d'utiliser les modèles de prévision pour calculer l'évolution de la demande correspondant à des scénarios alternatifs au scénario moyen tels que les scénarios fort et faible conformément à ce qui est présenté à la section 1 de la présente annexe.

Bien qu'utile, la méthode des scénarios ne permet pas d'établir la distribution des évolutions possibles des besoins, requise pour certains volets de la planification des approvisionnements. Pour cette raison, une approche a été développée pour évaluer de façon plus complète l'aléa sur la demande en énergie prévue. Pour chaque année de l'horizon de prévision, cette approche permet d'estimer, sur la base d'une méthode de simulation Monte Carlo, une distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins annuels en énergie (à conditions climatiques normales). Cette approche est décrite plus en détails à la section 1.2 de l'annexe 2E.

Le graphique 2B-4 illustre, sous la forme d'un histogramme, une telle distribution pour l'année 2012, soit à l'horizon de 5 ans.

GRAPHIQUE 2B-4
HISTOGRAMME DE L'ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
ANNÉE 2012 (HORIZON 5 ANS)



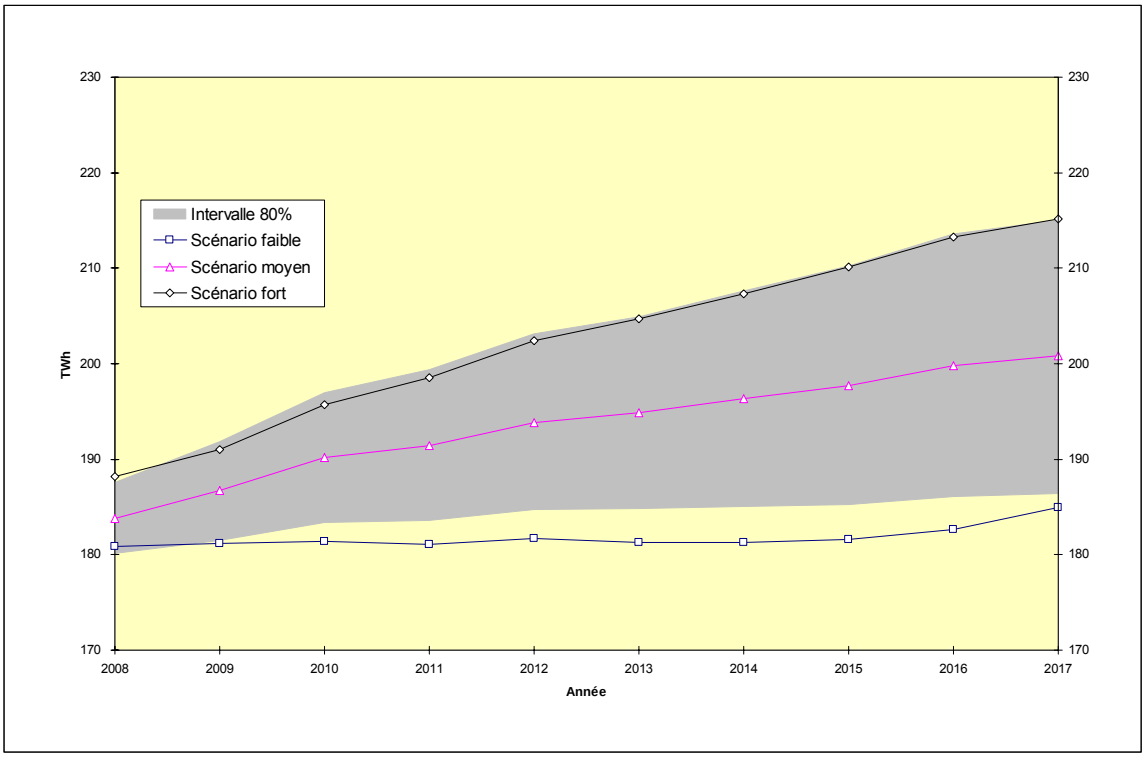
Le tableau 2B-8 présente l'estimation de l'écart type (en TWh) et du coefficient de variation (en %) des besoins en énergie découlant des distributions de probabilité établies pour les années 2008 à 2017.

TABLEAU 2B-8
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Écart type (TWh)	2,9	4,0	5,3	6,2	7,1	8,0	8,9	9,8	10,7	11,3
Coefficient de variation	1,6%	2,2%	2,8%	3,2%	3,7%	4,1%	4,5%	4,9%	5,3%	5,6%

Sont représentés au graphique 2B-5 les scénarios moyen, fort et faible de prévision des besoins en énergie comparativement à l'intervalle délimité par les isocourbes 10 % et 90 % des distributions de probabilité de ces mêmes besoins. Ces isocourbes représentent un intervalle qui comprend 80 % des valeurs possibles de besoins annuels pour chaque année. L'analyse des distributions de probabilité indique que les scénarios d'encadrement couvrent généralement de 80 % à 85 % des valeurs possibles d'évolution des besoins. Par ailleurs, autant pour les scénarios d'encadrement que pour l'intervalle 80 %, le graphique illustre bien l'écart grandissant entre ceux-ci et le scénario moyen en fonction de l'éloignement de l'horizon.

GRAPHIQUE 2B-5
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE



2.2.2 Aléa sur la demande en puissance prévue

L'aléa sur la demande en puissance prévue provient d'une part, de l'impossibilité de prévoir parfaitement les besoins annuels en énergie et leur structure par usages et d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation qu'on applique aux besoins en énergie prévus par usages pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Le tableau 2B-9 présente l'estimation de l'écart type (en MW) et du coefficient de variation (en %) de la prévision des besoins en puissance à la pointe des hivers 2007-2008 à 2016-2017.

TABLEAU 2B-9
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Écart type (MW)	640	880	1 120	1 330	1 540	1 680	1 840	2 000	2 150	2 280
Coefficient de variation	1,8%	2,4%	3,0%	3,6%	4,1%	4,5%	4,8%	5,2%	5,6%	5,9%

2.3 L'aléa global

L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue.

Sur la base de cette hypothèse, le tableau 2B-10 présente l'écart type et le coefficient de variation obtenu pour l'aléa global sur les besoins en énergie des années 2008 à 2017. Pour l'année 2012 (horizon 5 ans), l'écart type de l'aléa global représente 7,3 TWh.

TABLEAU 2B-10
ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Écart type (TWh)	3,4	4,4	5,7	6,5	7,3	8,2	9,1	10,0	10,8	11,4
Coefficient de variation	1,9%	2,4%	3,0%	3,4%	3,8%	4,2%	4,6%	5,0%	5,4%	5,7%

Le tableau 2B-11 fournit l'information équivalente pour les besoins en puissance à la pointe des hivers 2007-2008 à 2016-2017. L'écart type de l'aléa global de la pointe de l'hiver 2010-2011 atteint 2 060 MW.

TABLEAU 2B-11
ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Écart type (MW)	1 660	1 770	1 920	2 060	2 200	2 310	2 430	2 560	2 680	2 800
Coefficient de variation	4,6%	4,9%	5,2%	5,5%	5,9%	6,1%	6,4%	6,7%	7,0%	7,2%

2.4 Comparaisons par rapport au dernier état d'avancement et au Plan d'approvisionnement 2005-2014

2.4.1 Aléa climatique

Par rapport au dernier état d'avancement publié, l'aléa climatique sur les besoins annuels en énergie du Plan est pratiquement le même malgré les changements apportés à la définition de la normale climatique (période de référence 1971-2006 au lieu de 1971-2000 et réchauffement climatique à partir de 1971

plutôt que de 2001)[3]. Par contre, le changement de la normale climatique a eu pour effet d'augmenter l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver. Ceci découle essentiellement de l'ajout à la période de référence des hivers 2000-2001 à 2005-2006 dont les pointes présentent un aléa climatique nettement supérieur à celui des pointes des hivers de la période 1971-2000.

La comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2005-2014 conduit au même constat.

2.4.2 Aléa sur la demande prévue

L'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie du Plan d'approvisionnement 2008-2017 est sensiblement le même que celui du dernier état d'avancement publié.

Par contre, par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Plan montre une diminution de l'aléa de la prévision des besoins annuels en énergie. À l'horizon 1 an, la diminution de l'écart type découle surtout du fait que le Distributeur devait composer, lors de l'élaboration du Plan d'approvisionnement 2005-2014, avec une incertitude élevée quant au rythme de la montée de charge en 2005 de la phase II de l'aluminerie Alouette et à la reprise des activités normales de l'aluminerie ABI de Bécancour, en grève à l'automne 2004. Sur le reste de l'horizon, l'incertitude associée aux variables explicatives, dont le PIB, sur lesquelles est fondée l'évaluation de l'aléa de la demande prévue dans le Plan est réduite par rapport à ce qui était considéré dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, d'où la diminution de l'aléa sur la demande prévue.

[3] Pour plus de détails sur le changement de la normale climatique, voir la section 2.1 de l'annexe 2E.

Pour ce qui est de l'aléa sur la demande prévue en puissance, les changements sont similaires à ceux pour l'aléa sur la demande prévue en énergie étant donné que cet aléa en puissance découle de l'aléa sur la demande prévue en énergie.

2.4.3 Aléa global

Les comparaisons de l'aléa climatique, l'aléa sur la demande prévue et l'aléa global du Plan par rapport au dernier état d'avancement publié et au Plan d'approvisionnement 2005-2014 sont présentées aux tableaux 2B-12 et 2B-13 Les écarts associés à l'aléa global découlent de la combinaison des changements décrits au niveau de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue.

TABLEAU 2B-12
COMPARAISON PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014
ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE

horizon[1]	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Écart p/r au dernier État avancement					
Aléa climatique					
Écart type (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coefficient de variation	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aléa sur la demande prévue					
Écart type (TWh)	-0,6	-0,3	0,3	0,1	0,1
Coefficient de variation	-0,3%	-0,1%	0,2%	0,0%	0,1%
Aléa global					
Écart type (TWh)	-0,5	-0,3	0,3	0,1	0,1
Coefficient de variation	-0,2%	-0,1%	0,2%	0,1%	0,1%
Écart p/r au Plan d'approvisionnement 2005-2014					
Aléa climatique					
Écart type (TWh)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coefficient de variation	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aléa sur la demande prévue					
Écart type (TWh)	-1,7	-1,0	-0,9	-1,4	-1,6
Coefficient de variation	-0,9%	-0,5%	-0,5%	-0,8%	-0,8%
Aléa global					
Écart type (TWh)	-1,6	-0,9	-0,7	-1,3	-1,6
Coefficient de variation	-0,8%	-0,4%	-0,4%	-0,7%	-0,8%

[1]Dans le cas du Plan d'approvisionnement 2008-2017, l'horizon 1 an correspond à l'année 2008.

TABLEAU 2B-13
COMPARAISON PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014
ALÉAS SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

horizon[1]	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
Écart p/r au dernier État avancement				
Aléa climatique				
Écart type (MW)	300	290	290	300
Coefficient de variation	0,8%	0,7%	0,7%	0,8%
Aléa sur la demande prévue				
Écart type (MW)	-50	-30	20	50
Coefficient de variation	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,1%
Aléa global				
Écart type (MW)	240	220	240	260
Coefficient de variation	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Écart p/r au Plan d'approvisionnement 2005-2014				
Aléa climatique				
Écart type (MW)	330	330	340	350
Coefficient de variation	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Aléa sur la demande prévue				
Écart type (MW)	-210	-200	-80	-90
Coefficient de variation	-0,7%	-0,7%	-0,4%	-0,4%
Aléa global				
Écart type (MW)	180	150	210	180
Coefficient de variation	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%

[1]Dans le cas du Plan d'approvisionnement 2008-2017, l'horizon 1 an correspond à la pointe d'hiver 2007-2008.

ANNEXE 2C

COMPARAISONS AVEC LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT PUBLIÉ ET AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014

1 COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014

1.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation

TABLEAU 2C-1
COMPARAISON PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEUR DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2004 [1,2]	2005 [1,2]	2006 [1,3]	2007 [4]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	56,6	57,3	58,6	59,2	60,3	60,1	60,5	61,0	61,7	61,9	62,3	5,7
Dernier État d'avancement	57,0	58,0	59,1	59,4	60,0	60,2	60,6	60,9	61,5	61,6	61,9	4,9
Écart	-0,4	-0,7	-0,5	-0,2	0,3	-0,1	-0,1	0,0	0,2	0,3	0,4	0,8
Général et Institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	32,7	33,1	33,1	34,2	34,9	35,2	35,7	36,0	36,5	36,7	37,0	4,3
Dernier État d'avancement	32,8	33,2	33,3	33,7	33,9	34,0	34,4	34,6	35,0	35,3	35,6	2,8
Écart	-0,2	0,0	-0,2	0,5	0,9	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	10,6	10,1	9,4	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	-1,0
Dernier État d'avancement	10,6	10,1	10,0	10,2	10,1	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	0,0
Écart	0,0	0,0	-0,7	-1,0	-0,9	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,1	-1,1	-1,1
Industriel Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	59,1	63,3	63,9	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	9,3
Dernier État d'avancement	59,1	63,3	64,3	65,4	65,7	66,9	68,1	68,5	68,9	68,9	69,0	9,9
Écart	0,0	0,0	-0,4	-1,3	-4,3	-3,1	-2,0	-2,0	-1,5	-0,9	-0,6	-0,6
Autres												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	5,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	0,4
Dernier État d'avancement	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	0,3
Écart	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	**163,9**	**168,9**	**170,0**	**171,8**	**170,9**	**173,6**	**176,8**	**178,0**	**180,3**	**181,3**	**182,6**	**18,7**
Dernier État d'avancement	**164,5**	**169,7**	**171,8**	**173,9**	**174,9**	**176,5**	**178,4**	**179,6**	**181,1**	**181,5**	**182,4**	**17,8**
Écart	**-0,6**	**-0,8**	**-1,8**	**-2,1**	**-4,0**	**-2,9**	**-1,7**	**-1,5**	**-0,8**	**-0,2**	**0,3**	**0,9**

1 Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques selon la nouvelle normale climatique et avec les nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques et corrigées des ajustements comptables.
2 Pour le dernier état d'avancement, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques (selon la période climatique 1971-2000) et avec les anciens pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques et corrigées des ajustements comptables.
3 Pour le dernier état d'avancement, ventes publiées de janvier à avril 2006, normalisées pour les conditions climatiques (selon la période climatique 1971-2000) et avec les anciens pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques.
4 Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques selon la nouvelle normale climatique et avec les nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques.

La prévision des ventes d'électricité est révisée à la baisse par rapport au dernier état d'avancement et cela jusqu'en 2013. L'écart d'abord important (-4,0 TWh en 2008) s'amenuise au fil des ans, pour devenir positif à l'horizon 2014.

Au total, les ventes prévues aux Grandes entreprises du secteur Industriel sont revues à la baisse de 4,3 TWh en 2008. La fermeture de l'usine de magnésium de Norsk Hydro explique à elle seule une révision à la baisse de 1,2 TWh. Par ailleurs, la prévision des ventes d'électricité au secteur des pâtes et papiers, fortement affecté par les surcapacités présentes sur le marché nord-américain et l'appréciation du dollar canadien, est révisée à la baisse de 2,4 TWh en 2008. Par la suite, l'écart entre le Plan et le dernier état d'avancement publié se résorbe grâce notamment à l'ajout d'un bloc de puissance de 225 MW à Alcan à partir de 2010, avec pleine capacité en 2017. Ainsi, en 2014, la prévision des ventes aux Grandes entreprises du secteur industriel n'est plus réduite que de 0,6 TWh par rapport au dernier état d'avancement publié.

La prévision des ventes aux Petites et moyennes entreprises du secteur Industriel est également révisée à la baisse (-1,1 TWh par rapport au dernier état d'avancement à l'horizon 2014), principalement en raison de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui affecte déjà de façon majeure les exportations des PME en 2007.

En revanche, la prévision aux secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel est révisée à la hausse de respectivement +0,4 TWh et +1,4 TWh à l'horizon 2014. La révision à la hausse de la prévision démographique est la principale cause de ce changement. L'accroissement plus important de la population québécoise en raison d'un solde migratoire plus favorable et d'une natalité plus soutenue qu'escomptée ces dernières années entraîne en effet des besoins accrus en services et en logements. ,La mise à jour des consommations unitaires par usage, suite à l'intégration des résultats du nouveau sondage à la

clientèle résidentielle, est aussi responsable d'une partie du rehaussement de la prévision au secteur Domestique et agricole.

Notons que ces écarts par secteurs comprennent l'impact de l'introduction d'une nouvelle normale climatique sur les ventes d'électricité au Québec, équivalent au total à -0,8 TWh à l'horizon 2014.

1.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution

Comme le montre le tableau 2C-2, pour les années 2008 à 2014, les taux de pertes de transport et de distribution prévus dans le Plan sont identiques à ceux prévus dans le dernier état d'avancement.

TABLEAU 2C-2
COMPARAISON PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT
TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS

	2004[1,2]	2005[1,2]	2006[1,2]	2007[1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Taux de pertes global											
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7,4%	7,7%	7,6%	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Dernier État d'avancement	7,5%	7,9%	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Écart	0,0%	-0,2%	-0,1%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de transport[3]											
Plan d'approvisionnement 2008-2017	n.d.	n.d.	n.d.	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Dernier État d'avancement	n.d.	n.d.	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de distribution[3]											
Plan d'approvisionnement 2008-2017	n.d.	n.d.	n.d.	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Dernier État d'avancement	n.d.	n.d.	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

[1] Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique).
[2] Pour le dernier État d'avancement, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (ancienne normale climatique).
[3] Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

1.3 Comparaison des besoins en énergie

Le tableau 2C-3 montre que la prévision des besoins visés par le Plan est inférieure à la prévision du dernier état d'avancement, jusqu'en 2013 et devient supérieure de 0,2 TWh en 2014. Ces écarts découlent essentiellement des

écarts de consommation prévue, ces derniers s'expliquant par les écarts de ventes présentés à la section 1.1.

TABLEAU 2C-3
COMPARAISON PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT
PRÉVISION DES BESOINS EN EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2004[1,2]	2005[1,2]	2006[1,2]	2007[1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-2014
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	164,1	169,1	170,2	172,1	171,0	173,7	176,9	178,1	180,3	181,3	182,6	18,5
Dernier État d'avancement	164,7	169,8	172,0	174,0	175,0	176,6	178,7	179,7	181,2	181,5	182,4	17,7
Écart	-0,5	-0,7	-1,8	-2,0	-4,0	-2,9	-1,7	-1,6	-0,9	-0,2	0,2	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	12,2	13,0	12,9	13,3	12,8	13,0	13,3	13,4	13,5	13,6	13,7	1,5
Dernier État d'avancement	12,3	13,5	13,3	13,1	13,1	13,2	13,4	13,5	13,6	13,6	13,7	1,3
Écart	-0,2	-0,4	-0,3	0,2	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	176,3	182,1	183,2	185,3	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	20,0
Dernier État d'avancement	177,0	183,3	185,3	187,1	188,1	189,9	192,0	193,2	194,8	195,1	196,1	19,1
Écart	-0,7	-1,1	-2,1	-1,8	-4,3	-3,2	-1,9	-1,8	-1,0	-0,3	0,2	

[1] Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique).
[2] Pour le dernier État d'avancement, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (ancienne normale climatique).

1.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

Les besoins en puissance sont supérieurs à ceux du dernier état d'avancement dès l'hiver 2009-2010. L'augmentation atteint 70 MW à l'hiver 2010-2011 et 280 MW à l'hiver 2013-2014 et cela, malgré la révision de la normale climatique qui, considérée isolément, entraîne une réduction des besoins de 370 MW.

Ce résultat découle principalement du changement dans la répartition des ventes prévues : moins de ventes au secteur industriel et surtout plus de ventes dans les autres secteurs, notamment pour combler des besoins de chauffage très présents en pointe. Le tableau 2C-4 permet d'identifier les secteurs responsables de la croissance des besoins, en plus d'isoler l'impact du changement de la normale climatique.

TABLEAU 2C-4
ÉVOLUTION DES VENTES ET DES BESOINS EN PUISSANCE
DEPUIS LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT

	Année 2011		Année 2014	
	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver [1] (MW)	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver [1] (MW)
Normale climatique	-0,8	-370	-0,8	-370
Industriel [2]	-3,0	-300	-1,6	-130
Autres secteurs	2,3	730	2,7	780
TOTAL[3]	**-1,5**	**70**	**0,3**	**280**

[1] Pointe de l'hiver se terminant dans l'année indiquée.

[2] Incluant une révision du profil de consommation prévu pour un client du secteur de la fonte et affinage. Cette révision contribue, à énergie égale, à une augmentation des besoins en puissance de 80 MW. En l'absence de cette modification, la réduction des besoins en puissance au secteur industriel aurait été de 380 MW en 2010-11 et de 210 MW en 2013-14.

[3] Les totaux sont calculés à partir de chiffres non arrondis au dizième de TWh ou à la dizaine de MW et peuvent ne pas correspondre à la somme des valeurs arrondies présentées dans le tableau.

En ce qui concerne la prévision par usages, les écarts sont présentés au tableau 2C-5 et expliqués dans les paragraphes qui suivent.

Dans le cas du chauffage des locaux au secteur Domestique et agricole, plusieurs changements ont été introduits dans le Plan. Tout d'abord, la demande de puissance découlant du chauffage d'appoint électrique utilisé dans ce secteur est maintenant intégrée à la composante « Chauffage domestique et agricole » alors qu'elle était auparavant implicitement incluse dans la composante « Autres usages ». Ce reclassement des besoins en puissance pour l'appoint électrique entraîne une hausse d'environ 400 MW dans la prévision du chauffage des locaux (et une baisse équivalente dans la prévision de la composante « Autres usages »). Par ailleurs, un changement dans la répartition mensuelle de l'énergie annuelle de chauffage (pour plus de détails à ce sujet, voir la section 2.4 de l'annexe 2E) produit un écart à la hausse d'environ 450 MW (écart compensé, dès le point de départ de la prévision, par une baisse similaire des besoins de la

composante « Autres usages »). En revanche, le changement de normale climatique entraîne un effet à la baisse du chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole d'environ 220 MW. L'ensemble de ces changements combiné à la révision à la hausse de la consommation annuelle d'énergie pour le chauffage, hausse qui croît avec le temps, explique l'écart de 1 014 MW en 2007-2008 et 1 143 MW en 2013-2014.

Pour ce qui est du chauffage des locaux au secteur Général et institutionnel, la baisse est de 348 MW pour la pointe de l'hiver 2007-2008 et de 308 MW pour la pointe de l'hiver 2013-2014. Ces écarts incluent une diminution des besoins d'environ 80 MW induite par le changement de normale climatique. Le reste de la baisse des besoins en puissance s'explique principalement par une prévision de la consommation annuelle d'énergie plus faible, et ce essentiellement en raison d'une réévaluation historique à la baisse de la consommation de cet usage.

Au total pour le chauffage des locaux, alors que, dans le dernier état d'avancement, la croissance des besoins en puissance à la pointe entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014 était de 841 MW (26 % de la croissance des besoins totaux), cette croissance est de 1 553 MW dans le Plan 2008-2017 (41 % de la croissance des besoins totaux), soit 712 MW de plus.

Quant au chauffage de l'eau au secteur Domestique et agricole, une révision à la baisse de la consommation annuelle d'énergie (attribuable à une diminution des consommations unitaires) engendre un écart de près de -170 MW sur tout l'horizon.

Au secteur Industriel, la révision à la baisse des besoins en puissance de 405 MW à l'hiver 2007-2008 et de 134 MW à l'hiver 2013-2014 est le reflet notamment de la fermeture de Norsk Hydro, d'une conjoncture difficile dans le secteur des pâtes et papiers et d'un affaiblissement marqué chez les PME du secteur manufacturier.

Finalement, pour ce qui est de la composante « Autres usages », les écarts sont de -201 MW à l'hiver 2007-2008 et de -248 MW à l'hiver 2013-2014. Ces écarts s'expliquent principalement par le fait que les besoins en puissance à l'hiver 2003-2004 pour ce groupe d'usages ont été revus à la baisse d'environ 290 MW, et ce, en raison essentiellement de certains changements apportés aux estimations de besoins annuels en énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau (reclassement de l'appoint électrique et nouvelle estimation de la consommation d'énergie) et au profil mensuel du chauffage au secteur Domestique et agricole.

TABLEAU 2C-5
COMPARAISON PAR RAPPORT AU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (MW)

	2003-2004[1,2]	2004-2005[1,2]	2005-2006[1,2]	2006-2007[1]	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	Croiss. 03-13
Chauffage domestique et agricole												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	9 691	9 872	10 156	10 337	10 584	10 593	10 713	10 811	10 897	10 969	11 031	1 340
Dernier État d'avancement	9 160	9 270	9 464	9 537	9 570	9 635	9 695	9 748	9 803	9 850	9 888	728
Écart	531	602	692	800	1 014	958	1 018	1 063	1 094	1 119	1 143	
Chauffage général et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	2 967	3 039	3 115	3 260	3 324	3 333	3 338	3 308	3 267	3 224	3 180	213
Dernier État d'avancement	3 375	3 454	3 566	3 680	3 672	3 644	3 614	3 570	3 536	3 510	3 488	113
Écart	-408	-415	-451	-420	-348	-311	-276	-262	-269	-286	-308	
Bi-énergie CII (tarif BT)												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	456	423	348	0	0	0	0	0	0	0	0	-456
Dernier État d'avancement	473	418	377	0	0	0	0	0	0	0	0	-473
Écart	-17	5	-29	0	0	0	0	0	0	0	0	
Eau chaude domestique et agricole												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 477	1 502	1 529	1 556	1 581	1 604	1 624	1 644	1 665	1 683	1 699	222
Dernier État d'avancement	1 631	1 664	1 700	1 721	1 751	1 772	1 794	1 815	1 835	1 854	1 871	240
Écart	-154	-162	-171	-165	-170	-168	-170	-171	-170	-171	-172	
Industriel - PME												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 628	1 587	1 511	1 471	1 453	1 460	1 467	1 475	1 486	1 499	1 514	-114
Dernier État d'avancement	1 619	1 578	1 590	1 616	1 589	1 603	1 613	1 627	1 641	1 658	1 674	55
Écart	9	9	-79	-145	-136	-143	-146	-152	-155	-159	-160	
Industriel - Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7 510	7 304	7 774	7 785	7 745	7 867	8 178	8 226	8 319	8 406	8 466	956
Dernier État d'avancement	7 510	7 305	7 800	7 984	8 014	8 187	8 326	8 378	8 400	8 423	8 440	930
Écart	0	-1	-26	-199	-269	-320	-148	-152	-81	-17	26	
Autres usages												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	10 391	10 983	10 627	10 691	11 282	11 362	11 531	11 665	11 784	11 920	12 058	1 667
Dernier État d'avancement	10 682	11 421	10 993	11 392	11 483	11 596	11 767	11 922	12 037	12 168	12 306	1 624
Écart	-291	-438	-366	-701	-201	-234	-236	-257	-253	-248	-248	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	**34 120**	**34 710**	**35 060**	**35 100**	**35 968**	**36 219**	**36 851**	**37 129**	**37 418**	**37 701**	**37 948**	**3 828**
Dernier État d'avancement	**34 450**	**35 110**	**35 490**	**35 929**	**36 079**	**36 437**	**36 809**	**37 060**	**37 252**	**37 463**	**37 667**	**3 217**
Écart	**-330**	**-400**	**-430**	**-829**	**-111**	**-218**	**42**	**69**	**166**	**238**	**281**	

[1] Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, pointes normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique) 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 dernier État d'avancement, pointes normalisées pour les conditions climatiques (ancienne normale climatique) et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

2 COMPARAISON DES RÉSULTATS NORMALISÉS DU SCÉNARIO MOYEN AVEC CEUX DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014

2.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation

TABLEAU 2C-6
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNNEMENT 2005-2014
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2004 [1,2]	2005 [1]	2006 [1]	2007 [3]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	56,6	57,3	58,6	59,2	60,3	60,1	60,5	61,0	61,7	61,9	62,3	5,7
Plan d'approvisionnement 2005-2014	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	60,9	61,0	61,4	4,3
Écart par rapport au Plan 2005-2014	-0,5	-0,3	0,2	0,2	0,7	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9	1,4
Général et Institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	32,7	33,1	33,1	34,2	34,9	35,2	35,7	36,0	36,5	36,7	37,0	4,3
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	33,8	34,0	34,2	1,4
Écart par rapport au Plan 2005-2014	-0,1	0,6	0,5	1,5	2,0	2,4	2,5	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	10,6	10,1	9,4	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	-1,0
Plan d'approvisionnement 2005-2014	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	11,6	11,7	11,9	1,2
Écart par rapport au Plan 2005-2014	-0,1	-0,6	-1,4	-1,7	-1,9	-2,0	-2,1	-2,2	-2,3	-2,3	-2,4	-2,2
Industriel Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	59,1	63,3	63,9	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	9,3
Plan d'approvisionnement 2005-2014	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	70,8	71,0	71,4	13,0
Écart par rapport au Plan 2005-2014	0,7	0,1	-2,1	-3,2	-7,3	-5,7	-3,9	-3,8	-3,4	-3,1	-3,0	-3,7
Autres												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	5,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	0,4
Plan d'approvisionnement 2005-2014	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	0,9
Écart par rapport au Plan 2005-2014	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	**163,9**	**168,9**	**170,0**	**171,8**	**170,9**	**173,6**	**176,8**	**178,0**	**180,3**	**181,3**	**182,6**	**18,7**
Plan d'approvisionnement 2005-2014	**164,0**	**169,3**	**173,1**	**175,3**	**177,7**	**178,8**	**180,1**	**181,2**	**182,9**	**183,6**	**184,8**	**20,8**
Écart par rapport au Plan 2005-2014	**0,0**	**-0,4**	**-3,1**	**-3,4**	**-6,8**	**-5,3**	**-3,4**	**-3,1**	**-2,6**	**-2,3**	**-2,2**	**-2,1**

1 Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques selon la nouvelle normale climatique et avec les nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques et corrigées des ajustements comptables.
2 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques selon la période climatique 1971-2000 et avec les anciens pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs des impacts climatiques et comprenant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004), mais corrigée de la partie des ventes se rapportant à 2003.
3 Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques selon la nouvelle normale climatique et avec les nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques.

La prévision des ventes d'électricité est significativement révisée à la baisse par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 et ce, sur l'ensemble de l'horizon. L'écart d'abord très important (-6,8 TWh en 2008) s'amenuise toutefois au fil des ans. En 2014, il n'est plus que de -2,2 TWh. En outre, à cette date, le

rehaussement de l'objectif du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) entre les deux plans est l'un des facteurs importants de révision à la baisse. L'objectif du PGEÉ est en effet passé de 3 TWh à l'horizon 2014 dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014 à 8 TWh à l'horizon 2015 dans le plan actuel grâce aux bonifications apportées aux programmes existants et à l'implantation de nouveaux programmes et de nouvelles activités.

Bien que pour les grandes entreprises du secteur Industriel, les réactions par industries divergent, la prévision dans son ensemble est nettement révisée à la baisse. Ainsi, si certaines profitent grandement de la forte demande mondiale et de la baisse du prix des intrants qui résulte de la force du dollar canadien, d'autres font face à des difficultés majeures, qui les obligent à restructurer leurs activités. La fermeture de l'usine de magnésium de Norsk Hydro en mars 2007 en témoigne de même que les coupures permanentes ou temporaires de capacités de production dans le secteur des pâtes et papiers. Ce dernier est en effet fortement éprouvé par la faiblesse de la demande de papier journal, les hausses du coût de la fibre de bois et l'évolution du taux de change. Au total, les ventes prévues aux grandes entreprises du secteur industriel sont revues à la baisse de 7,3 TWh en 2008. Par la suite, cet écart se résorbe partiellement et en 2014, il n'est plus que de -3,0 TWh, dont -1,2 TWh attribuable à la bonification du PGEÉ. L'ajout d'un nouveau bloc de puissance de 225 MW à Alcan, dont la montée en charge se fait graduellement à partir de 2010 avec pleine capacité en 2017, explique en bonne partie cette réduction de l'écart entre les deux plans à l'horizon 2014.

Depuis quelques années, les ventes aux Petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel sont également fortement affectées par l'appréciation du dollar canadien, la concurrence des pays émergents et l'abolition des barrières douanières au secteur textile. Ainsi, il s'avère que dès 2007, les ventes prévues aux PME du secteur Industriel sont inférieures de 1,9 TWh à celles prévues au

Plan d'approvisionnement 2005-2014. À l'horizon 2014, cet écart se creuse encore, puisque la prévision des ventes aux PME du secteur Industriel est révisée à la baisse de 2,4 TWh par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014.

A contrario, en dépit de la bonification du PGEÉ, les ventes prévues aux secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel sont révisées à la hausse de respectivement 0,9 TWh et 2,8 TWh à l'horizon 2014. Le dynamisme de l'ensemble du marché de l'habitation, la mise à jour des consommations unitaires par usage suite à l'intégration des résultats du nouveau sondage à la clientèle résidentielle, la révision à la hausse des paramètres démographiques et, dans une moindre mesure, l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité découlant des fortes réévaluations de la prévision des prix des combustibles en sont à l'origine.

Notons que ces écarts par secteurs comprennent l'impact de l'introduction d'une nouvelle normale climatique sur les ventes d'électricité au Québec, équivalent au total à -0,8 TWh à l'horizon 2014.

2.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution

Comme le montre le tableau 2C-7, pour les années 2008 à 2014, les taux de pertes de transport et de distribution prévus dans le Plan sont identiques à ceux prévus dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014.

TABLEAU 2C-7
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNNEMENT 2005-2014
TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS

	2004[1,2]	2005[1,2]	2006[1,2]	2007[1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Taux de pertes global											
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7,4%	7,7%	7,6%	7,7%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Plan d'approvisionnement 2005-2014	7,6%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Écart	-0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de transport[3]											
Plan d'approvisionnement 2008-2017	n.d.	n.d.	n.d.	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Plan d'approvisionnement 2005-2014	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de distribution[3]											
Plan d'approvisionnement 2008-2017	n.d.	n.d.	n.d.	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Plan d'approvisionnement 2005-2014	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

[1] Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique).
[2] Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (ancienne normale climatique).
[3] Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

2.3 Comparaison des besoins en énergie

Comme le montre le tableau 2C-8, la prévision des besoins en énergie du Plan est inférieure à celle du Plan d'approvisionnement 2005-2014. À l'horizon 2014, cet écart est de -2,3 TWh.

Cet écart s'explique essentiellement par une révision à la baisse de 2,2 TWh de la consommation qui elle-même résulte de la baisse de la prévision des ventes détaillée à la section 2.1.

TABLEAU 2C-8
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNNEMENT 2005-2014
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2004[1,2]	2005[1,2]	2006[1,2]	2007[1]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-2014
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	164,1	169,1	170,2	172,1	171,0	173,7	176,9	178,1	180,3	181,3	182,6	18,5
Plan d'approvisionnement 2005-2014	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	182,9	183,6	184,8	20,7
Écart	0,0	-0,3	-3,1	-3,3	-6,8	-5,3	-3,3	-3,1	-2,6	-2,3	-2,2	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	12,2	13,0	12,9	13,3	12,8	13,0	13,3	13,4	13,5	13,6	13,7	1,5
Plan d'approvisionnement 2005-2014	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	13,7	13,7	13,8	1,3
Écart	-0,3	0,3	0,0	0,1	-0,5	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	176,3	182,1	183,2	185,3	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	20,0
Plan d'approvisionnement 2005-2014	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6	22,0
Écart	-0,3	-0,1	-3,1	-3,2	-7,3	-5,6	-3,5	-3,2	-2,8	-2,5	-2,3	

[1] Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique).
[2] Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, valeurs normalisées pour les conditions climatiques (ancienne normale climatique).

2.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

Les besoins en puissance sont supérieurs à ceux du Plan d'approvisionnement 2005-2014 dès l'hiver 2009-2010. L'augmentation atteint 430 MW à l'hiver 2010-2011 et 580 MW à l'hiver 2013-2014 et cela, malgré la révision de la normale climatique qui, considérée isolément, entraîne une réduction des besoins de 370 MW.

Ce résultat découle principalement du changement dans la répartition des ventes prévues : moins de ventes au secteur industriel et surtout plus de ventes dans les autres secteurs, notamment pour combler des besoins de chauffage très présents en pointe. Le tableau 2C-9 permet d'identifier les secteurs responsables de la croissance des besoins, en plus d'isoler l'impact du changement de la normale climatique.

TABLEAU 2C-9
ÉVOLUTION DES VENTES ET DES BESOINS EN PUISSANCE
DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNNEMENT 2005-2014

	Année 2011		Année 2014	
	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver [1] (MW)	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver [1] (MW)
Normale climatique	-0,8	-370	-0,8	-370
Industriel [2]	-6,0	-700	-5,3	-620
Autres secteurs	3,7	1500	4,0	1580
TOTAL[3]	**-3,1**	**430**	**-2,2**	**580**

[1] Pointe de l'hiver se terminant dans l'année indiquée.

[2] Incluant une révision du profil de consommation prévu pour un client du secteur de la fonte et affinage. Cette révision contribue, à énergie égale, à une augmentation des besoins en puissance de 80 MW. En l'absence de cette modification, la réduction des besoins en puissance au secteur industriel aurait été de 780 MW en 2010-11 et de 700 MW en 2013-14.

[3] Les totaux sont calculés à partir de chiffres non arrondis au dizième de TWh ou à la dizaine de MW et peuvent ne pas correspondre à la somme des valeurs arrondies présentées dans le tableau.

En ce qui concerne la prévision par usages, les écarts sont présentés au tableau 2C-10 et expliqués dans les paragraphes qui suivent.

Dans le cas du chauffage des locaux au secteur Domestique et agricole, plusieurs changements ont été introduits dans le Plan. Tout d'abord, la demande de puissance découlant du chauffage d'appoint électrique utilisé dans ce secteur est maintenant intégrée à la composante « Chauffage domestique et agricole » alors qu'elle était auparavant implicitement incluse dans la composante « Autres usages ». Ce reclassement des besoins en puissance pour l'appoint électrique entraîne une hausse d'environ 400 MW dans la prévision du chauffage des locaux (et une baisse équivalente dans la prévision de la composante « Autres usages ». Par ailleurs, un changement dans la répartition mensuelle de l'énergie annuelle de chauffage (pour plus de détails à ce sujet, voir la section 2.4 de l'annexe 2E) produit un écart à la hausse d'environ 450 MW (écart compensé, dès le point de départ de la prévision, par une baisse similaire des besoins de la

composante « Autres usages ». En revanche, le changement de normale climatique entraîne un effet à la baisse du chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole d'environ 220 MW. L'ensemble de ces changements combiné à la révision à la hausse de la consommation annuelle d'énergie pour le chauffage, hausse qui croît avec le temps, explique l'écart de 1 110 MW en 2007-2008 et 1 308 MW en 2013-2014.

Pour ce qui est du chauffage des locaux au secteur Général et institutionnel, l'écart est de -66 MW à l'hiver 2007-2008 et de -88 MW pour la pointe de l'hiver 2013-2014. Ces écarts incluent une diminution des besoins d'environ 80 MW induite par le changement de normale climatique. Bien que les besoins en puissance pour cet usage à l'hiver 2003-2004 aient été revus à la baisse en raison principalement d'une réévaluation historique à la baisse de la consommation annuelle d'énergie, cet écart négatif de départ est compensé par la suite par une croissance plus grande de la demande d'énergie.

Au total pour le chauffage des locaux, alors que, dans le Plan 2005-2014, la croissance des besoins en puissance à la pointe entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014 était de 556 MW (19 % de la croissance des besoins totaux), cette croissance est de 1 553 MW dans le Plan 2008-2017 (41 % de la croissance des besoins totaux), soit 997 MW de plus.

Quant au chauffage de l'eau au secteur Domestique et agricole, une révision à la baisse de la consommation annuelle d'énergie (attribuable à une diminution des consommations unitaires) conduit à un écart passant de -145 MW à l'hiver 2007-2008 à -123 MW à l'hiver 2013-2014.

Au secteur industriel, la révision à la baisse des besoins en puissance de 911 MW à l'hiver 2007-2008 et de 632 MW à l'hiver 2013-2014 est le reflet notamment de l'augmentation des objectifs d'économies d'énergie du PGEÉ, de la fermeture de Norsk Hydro, d'une conjoncture difficile dans le secteur des pâtes

et papiers et d'un affaiblissement marqué chez les PME du secteur manufacturier.

Finalement, pour ce qui est de la composante « Autres usages », les écarts sont de -30 MW à l'hiver 2007-2008 et de 118 MW à l'hiver 2013-2014. Bien que les besoins en puissance à l'hiver 2003-2004 pour ce groupe d'usages aient été revus à la baisse d'environ 330 MW en raison essentiellement de certains changements apportés aux estimations de besoins annuels en énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau (reclassement de l'appoint électrique et nouvelle estimation de la consommation d'énergie) et au profil mensuel du chauffage au secteur Domestique et agricole, cet écart négatif de départ est compensé par la suite par une croissance plus grande de la demande d'énergie.

TABLEAU 2C-10
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNNEMENT 2005-2014
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
SCÉNARIO MOYEN (MW)

	2003-2004[1,2]	2004-2005[1,2]	2005-2006[1,2]	2006-2007[1]	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	Croiss. 03-13
Chauffage domestique et agricole												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	9 691	9 872	10 156	10 337	10 584	10 593	10 713	10 811	10 897	10 969	11 031	1 340
Plan d'approvisionnement 2005-2014	9 198	9 271	9 360	9 425	9 474	9 517	9 552	9 574	9 632	9 678	9 723	525
Écart	493	601	796	912	1 110	1 076	1 161	1 237	1 265	1 291	1 308	
Chauffage général et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	2 967	3 039	3 115	3 260	3 324	3 333	3 338	3 308	3 267	3 224	3 180	213
Plan d'approvisionnement 2005-2014	3 237	3 270	3 332	3 406	3 390	3 353	3 331	3 294	3 285	3 277	3 268	31
Écart	-270	-231	-217	-146	-66	-20	7	14	-18	-53	-88	
Bi-énergie CII (tarif BT)												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	456	423	348	0	0	0	0	0	0	0	0	-456
Plan d'approvisionnement 2005-2014	480	257	258	0	0	0	0	0	0	0	0	-480
Écart	-24	166	90	0	0	0	0	0	0	0	0	
Eau chaude domestique et agricole												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 477	1 502	1 529	1 556	1 581	1 604	1 624	1 644	1 665	1 683	1 699	222
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 645	1 668	1 688	1 708	1 726	1 744	1 761	1 778	1 794	1 808	1 822	177
Écart	-168	-166	-159	-152	-145	-140	-137	-134	-129	-125	-123	
Industriel - PME												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 628	1 587	1 511	1 471	1 453	1 460	1 467	1 475	1 486	1 499	1 514	-114
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 653	1 684	1 715	1 734	1 749	1 764	1 783	1 804	1 826	1 849	1 873	220
Écart	-25	-97	-204	-263	-296	-304	-316	-329	-340	-350	-359	
Industriel - Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7 510	7 304	7 774	7 785	7 745	7 867	8 178	8 226	8 319	8 406	8 466	956
Plan d'approvisionnement 2005-2014	7 519	7 226	8 046	8 191	8 360	8 491	8 559	8 608	8 645	8 696	8 739	1 220
Écart	-9	78	-272	-406	-615	-624	-381	-382	-326	-290	-273	
Autres usages												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	10 391	10 983	10 627	10 691	11 282	11 362	11 531	11 665	11 784	11 920	12 058	1 667
Plan d'approvisionnement 2005-2014	10 718	10 808	11 013	11 210	11 312	11 413	11 546	11 641	11 727	11 836	11 940	1 222
Écart	-327	175	-386	-519	-30	-51	-15	24	57	84	118	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	**34 120**	**34 710**	**35 060**	**35 100**	**35 968**	**36 219**	**36 851**	**37 129**	**37 418**	**37 701**	**37 948**	**3 828**
Plan d'approvisionnement 2005-2014	**34 450**	**34 184**	**35 412**	**35 674**	**36 011**	**36 282**	**36 532**	**36 699**	**36 909**	**37 144**	**37 365**	**2 915**
Écart	**-330**	**526**	**-352**	**-574**	**-43**	**-63**	**319**	**430**	**509**	**557**	**583**	

[1] Pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017, pointes normalisées pour les conditions climatiques (nouvelle normale climatique) 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 2005-2014, pointes normalisées pour les conditions climatiques (ancienne normale climatique) et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

ANNEXE 2D

DONNÉES HISTORIQUES DE LA DEMANDE

1 VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES

TABLEAU 2D-1
HISTORIQUE DES PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Population totale au Québec (milliers)	6 929	7 004	7 065	7 108	7 155	7 192	7 219	7 247	7 275
Âge moyen (années)	35,3	35,5	35,7	35,9	36,1	36,4	36,6	36,9	37,2
Nombre de ménages (milliers)	2 601	2 650	2 689	2 731	2 771	2 811	2 848	2 879	2 911
Mises en chantier (milliers)	49,1	48,1	44,7	38,2	34,0	34,2	21,9	23,2	25,9
Croissance du PIB (%)	0,6	0,4	-2,7	0,4	2,0	4,4	1,7	1,0	3,2
Croissance du PIB manufacturier (%)	3,0	-1,6	-8,2	0,1	7,0	6,6	0,4	-0,3	7,7
Croissance du PIB tertiaire (%)	1,7	0,8	-0,3	2,1	1,7	3,0	1,9	0,1	2,4
Revenu personnel disponible (%)	4,6	1,4	-3,8	-0,3	1,4	2,5	0,8	0,3	0,4
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN/mpc)	1,52	1,58	1,27	1,19	2,38	2,12	1,21	1,49	1,97
Pétrole brut WTI ($US/baril)	19,67	24,47	21,23	20,57	18,44	17,16	18,43	22,16	20,73

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Population totale au Québec (milliers)	7 296	7 323	7 357	7 397	7 446	7 495	7 549	7 598	7 652
Âge moyen (années)	37,5	37,8	38,1	38,5	38,8	39,0	39,3	39,6	39,9
Nombre de ménages (milliers)	2 941	2 976	3 013	3 044	3 085	3 128	3 179	3 231	3 277
Mises en chantier (milliers)	23,1	25,7	24,7	27,7	42,5	50,3	58,4	50,9	47,9
Croissance du PIB (%)	3,2	6,2	4,3	1,5	2,4	1,3	2,7	2,2	1,7
Croissance du PIB manufacturier (%)	4,4	10,8	10,0	-2,7	-1,4	-1,8	0,1	0,4	-0,2
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,1	5,7	2,9	2,8	3,2	2,1	2,9	2,6	2,6
Revenu personnel disponible (%)	1,4	2,9	3,7	2,1	2,3	2,3	2,0	0,7	2,6
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta ($CAN/mpc)	2,24	3,00	5,10	6,31	4,23	6,85	6,96	8,63	7,10
Pétrole brut WTI ($US/baril)	14,39	19,23	30,31	25,92	26,10	31,13	41,45	56,48	66,09

Note L'historique de 1989 à 2003 a été déposé dans le cadre de la cause R-3550-2004 en réponse à question 4(ii) de l'AQCIE-CIFQ, HQD5-Doc3.
Toutefois, des révisions ont été faites sur les données historiques depuis.

2 VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (10 ANS)

2.1 Ventes publiées

TABLEAU 2D-2
HISTORIQUE DES VENTES PUBLIÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWh) [1]

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Domestique et agricole	51,2	47,7	49,3	51,7	50,8	53,2	57,2	58,0	57,3	56,8
Général et institutionnel	29,6	28,8	29,8	30,5	30,4	31,7	32,3	33,1	33,4	32,4
Industriel PME	7,8	7,8	8,2	9,5	9,5	9,7	10,7	10,6	10,1	9,4
Industriel Grandes entreprises	53,3	54,0	55,2	56,4	56,8	58,8	61,9	59,1	63,3	63,9
Autres	5,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,8	5,0	5,0	5,0	4,9
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	147,3	142,8	147,0	152,7	152,2	158,3	167,1	165,9	169,2	167,3

[1] Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006.

2.2 Ventes normalisées

TABLEAU 2D-3
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWh) [1]

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Domestique et agricole	50,1	49,8	50,6	51,7	52,1	53,3	55,8	57,0	57,2	58,8
Général et institutionnel	29,3	29,5	30,1	30,6	30,8	31,7	31,8	33,0	33,2	33,1
Industriel PME	7,8	7,9	8,2	9,5	9,6	9,7	10,6	10,6	10,1	9,4
Industriel Grandes entreprises	53,3	54,0	55,2	56,4	56,8	58,8	61,9	59,1	63,3	63,9
Autres	5,3	4,6	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,0	5,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	145,9	145,8	148,6	152,9	154,0	158,3	165,1	164,6	168,8	170,2

[1] Répartition par tarifs et secteurs de consommation selon les critères appliqués depuis le 1er janvier 2007.
Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006.

2.3 Ventes normalisées ajustées

TABLEAU 2D-4
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES AJUSTÉES
PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWh) [1]

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Domestique et agricole	50,2	49,9	50,7	51,9	52,1	53,5	55,8	56,6	57,3	58,6
Général et institutionnel	29,3	29,5	30,1	30,8	30,7	31,8	31,8	32,7	33,1	33,1
Industriel PME	7,8	7,9	8,2	9,6	9,5	9,8	10,6	10,6	10,1	9,4
Industriel Grandes entreprises	53,3	54,2	55,2	56,4	56,8	58,8	61,9	59,1	63,3	63,9
Autres	5,3	4,7	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,0	5,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	145,9	146,1	148,7	153,3	153,9	158,7	165,1	163,9	168,9	170,0

[1] Répartition par tarifs et secteurs de consommation selon les critères appliqués depuis le 1er janvier 2007.
Données ajustées des corrections du facturé-livré, corrigées du verglas de 1998 mais non ajustées pour l'effet des années bissextiles (29e jour de février).
Le volume des ventes de 2005 par catégorie d'usage a été reclassé en fonction de la présentation de 2006.

2.4 Ajustements du facturé/livré

Comme les livraisons d'électricité d'une période donnée ne sont pas toutes facturées pour cette période précise, une estimation doit être réalisée pour fins de préparation des états financiers. Ainsi à partir des besoins prioritaires, desquels est soustraite l'estimation des pertes, on obtient une estimation des livraisons d'électricité se rapportant à la période couverte par les états financiers. L'exercice du facturé-livré mesure l'écart entre l'estimation des livraisons d'électricité dérivées des besoins prioritaires et les livraisons d'électricité basées sur la facturation. Cette comparaison est faite une fois par année et se rapporte à une période de 12 mois mobiles du 1er juillet au 30 juin. Cette période est utilisée afin de minimiser l'impact des conditions climatiques.

TABLEAU 2D-5
AJUSTEMENTS DU FACTURÉ/LIVRÉ (GWh)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Domestique et agricole	26	-472	43	215	-40	200	-28	-367	114	-156
Général et institutionnel	-11	-235	15	161	-43	147	14	-258	-45	2
Industriel PME	-4	-69	4	50	-14	45	10	-79	41	-60
Industriel Grandes entreprises	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	11	-776	63	426	-97	392	-4	-704	110	-214

3 PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DEPUIS 2001

TABLEAU 2D-6
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Taux de pertes global	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,7%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,3%	5,1%	5,4%	5,2%	5,3%	5,3%
Taux de pertes de distribution	2,0%	2,2%	2,1%	2,2%	2,3%	2,1%

TABLEAU 2D-7
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS[1]

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Taux de pertes global	7,5%	7,5%	7,4%	7,4%	7,7%	7,6%
Taux de pertes de transport[2]	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Taux de pertes de distribution[2]	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

[1] Normalisés pour les conditions climatiques.

[2] Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

4 BESOINS EN ÉNERGIE

4.1 Besoins réels

TABLEAU 2D-8
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE RÉELS
(TWH)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Besoins en énergie	158,5	152,4	158,5	165,1	163,5	170,6	180,0	177,8	182,6	179,8

4.2 Besoins normalisés

TABLEAU 2D-9
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE NORMALISÉS
(TWh)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Besoins en énergie	156,8	157,2	160,6	165,3	165,6	170,7	177,6	176,3	182,1	183,2

[1] Normalisés pour les conditions climatiques et corrigés de l'impact du verglas de 1998.

5 BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

TABLEAU 2D-10
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
(MW)

La répartition des besoins en puissance par usages n'est disponible pour toutes les composantes qu'à partir de 2000-2001

	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
Chauffage domestique et agricole	n/d	n/d	n/d	n/d	9 100	9 286	9 479	9 691	9 872	10 156
Chauffage général et institutionnel	n/d	n/d	2 569	2 670	2 708	2 816	2 901	2 967	3 039	3 115
Bi-énergie CII (tarif BT)	529	447	327	358	441	446	467	456	423	348
Eau chaude domestique et agricole	n/d	n/d	n/d	n/d	1 397	1 422	1 448	1 477	1 502	1 529
Industriel PME	1 197	1 218	1 276	1 477	1 474	1 511	1 652	1 628	1 587	1 511
Industriel Grandes entreprises	6 680	6 823	6 796	6 910	7 194	6 998	7 611	7 510	7 304	7 774
Autres usages[2]	n/d	n/d	n/d	n/d	9 675	9 471	9 992	10 391	10 983	10 627
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	**30 100**	**30 140**	**30 820**	**31 310**	**31 990**	**31 950**	**33 550**	**34 120**	**34 710**	**35 060**

[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.

[2] Les besoins associés à la composante « Autres usages » sont établis par différence entre les besoins totaux et la somme des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (chauffage, industriel, etc.).

6 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

TABLEAU 2D-11
HISTORIQUE DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE RÉALISÉES

TWh	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Économies d'énergies tendancielles	*Note : Pour la période 1990 à 2001 la ventilation par secteurs à chaque année des économies d'énergie tendancielles n'est pas disponible. Toutefois le total pour cette période a été estimé et figure sous l'année 2002.*						**8,9**	**9,8**	**10,5**	**11,2**	**11,9**
Domestique et Agricole							2,6	3,0	3,4	3,7	4,0
Général et Institutionnel							1,6	1,7	1,7	1,8	1,8
Industriel (PME)							1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Industriel (GE)							3,5	3,8	4,1	4,4	4,7
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	**1,9**	**2,3**	**2,5**	**2,5**	**2,5**	**2,5**	**2,4**	**2,4**	**2,4**	**2,3**	**2,2**
Domestique et Agricole	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Général et Institutionnel	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Industriel	0,8	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Plan global en efficacité énergétique [1]									**0,1**	**0,5**	**1,0**
Domestique et Agricole									0,1	0,3	0,6
Général et Institutionnel									0,0	0,0	0,1
Industriel									0,0	0,1	0,3
Total	**1,9**	**2,3**	**2,5**	**2,5**	**2,5**	**2,5**	**11,3**	**13,1**	**13,0**	**13,5**	**15,1**

ANNEXE 2E

CHANGEMENTS DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRE DEPUIS LE DERNIER PLAN D'APPROVISIONNEMENT

1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION

1.1 Prévision des ventes par secteurs de consommation

La prévision de la demande d'électricité au Québec est réalisée par secteurs de consommation : Domestique et agricole, Général et institutionnel, Industriel (Grandes entreprises et PME) et Autres (éclairage des voies publiques, éclairage sentinelle, réseaux de distribution municipaux, transport public). La méthodologie utilisée pour prévoir la demande d'électricité varie pour chacun de ces secteurs; les modèles de prévision utilisés reflètent le plus fidèlement possible le comportement énergétique prévisible des différents types de clients.

De manière générale, la prévision des ventes repose sur le positionnement de nombreuses hypothèses relativement aux facteurs qui influencent l'évolution de la demande. Parmi ces hypothèses, on retrouve d'abord celles concernant les variables socioéconomiques :

- les prévisions démographiques (prévision de la population, prévision des ménages, structure par âges de la population, etc) ;
- les prévisions économiques (environnement économique et monétaire, emploi et revenu personnel disponible, mises en chantier de logements, produit intérieur brut par industries, tonnes de production industrielle, etc) ;
- les prévisions des prix des combustibles (prix du pétrole et du gaz naturel).

À celles-ci s'ajoutent les hypothèses de type commercial, soit :

- les informations spécifiques ou générales sur les clients de grande puissance et leurs marchés ;
- les hypothèses technico-économiques par marchés (les taux de diffusion des appareils, les caractéristiques des équipements, les consommations unitaires, etc.) ;
- les interventions commerciales du Distributeur et leurs impacts par marchés.

À ce sujet, il est important de mentionner que la prévision de la demande d'électricité est réalisée dans une première étape avant l'impact des interventions commerciales du Distributeur (efficacité énergétique réalisée seul ou en collaboration avec d'autres organismes ou autres), de façon à refléter les tendances naturelles des marchés et des comportements énergétiques. Les modèles de prévision prennent cependant en considération l'impact des économies d'énergie tendancielles. Ces dernières résultent de mesures entreprises directement par les clients, de changements de normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. Ces économies d'énergie sont souvent liées au rajeunissement du parc d'immeubles (commercial et résidentiel).

La seconde étape consiste à intégrer les interventions commerciales du Distributeur (efficacité énergétique ou autres) qui, par définition, ne se feraient pas sans son intervention. Pour ce faire, lors de la définition et de l'évaluation de chacune des interventions prévues du Distributeur, l'impact de ces interventions commerciales sur la prévision de la demande d'électricité est estimé. Pour les économies d'énergie, il s'agit ici de GWh mensualisés cumulés contrairement aux objectifs du PGEÉ qui sont affichés en GWh implantés cumulés. Les GWh implantés font référence à la valeur énergétique des mesures implantées durant

une année donnée, pour lesquelles le Distributeur a dû faire un déboursé. Ainsi, cette valeur équivaut à la sommation des gains unitaires annuels nets retenus pour chacune des mesures implantées, multipliée par le volume de ces mêmes mesures adoptées durant l'année considérée et ce, sans tenir compte de la date de l'implantation de ces mesures chez les clients.

En revanche, dans le cas des GWh mensualisés, le Distributeur prend en compte le moment de l'implantation des mesures et la répartition mensuelle de l'utilisation de l'électricité affectée par chacune des mesures (chauffage des locaux, climatisation, etc.). L'impact de l'implantation ne sera pleinement ressenti qu'à partir de l'année suivante. Par conséquent, les GWh mensualisés cumulés sont toujours inférieurs aux GWh implantés cumulés pour l'année d'implantation. Les GWh mensualisés cumulés sont utilisés pour la prévision de la demande et il en résulte la prévision de la demande d'électricité après interventions commerciales telle que présentée au Plan.

Enfin, la prévision repose sur des historiques de ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques. Il est toutefois important de noter que la prévision des ventes d'électricité au Québec est effectuée à température normale et que cette température normale évolue selon un scénario de réchauffement climatique recommandé par Ouranos.

La portion des ventes soumise aux aléas climatiques, c'est-à-dire l'électricité utilisée pour le chauffage et la climatisation, découle des hypothèses technico-économiques pour les marchés résidentiel (secteur Domestique et agricole) et commercial et institutionnel (secteur Général et institutionnel).

1.1.1 Secteur Domestique et agricole

À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (REEPS). À court terme, le Distributeur se sert aussi de

modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision.

REEPS est un modèle de prévision de la demande d'énergie de type technico-économique. Ce type de modèle de simulation combine les caractéristiques techniques de l'utilisation de l'énergie dans les habitations avec les caractéristiques socio-économiques des ménages.

Les intrants socio-économiques sont les suivants :

- la prévision du nombre de ménages ;
- la prévision du revenu personnel disponible ;
- la prévision du parc de logements (découlant du nombre de ménages) par types d'habitation (unifamiliale, duplex et triplex, édifices de 4 logements et plus) et par périodes de construction ;
- la prévision des prix des combustibles.

Une nouvelle prévision de ces intrants est effectuée à chaque révision de la prévision de la demande d'électricité par l'unité Prévision de la demande et des revenus, Direction Planification et efficience du Distributeur.

Les hypothèses techniques, qui varient par types d'habitations, sont les suivantes :

- les données techniques sur les habitations (superficie, nombre de pièces…) ;
- la consommation unitaire de chaque type d'équipement électrique ;
- le taux de diffusion de l'équipement ;
- le taux de conversion à un équipement utilisant une source d'énergie concurrente (seulement pour le chauffage et le chauffage de l'eau) ;

- l'utilisation de l'équipement ;
- le coût de l'équipement ;
- l'efficacité de l'équipement.

Les équipements électriques ou usages dont la consommation énergétique est modélisée sont les suivants : chauffage central à air chaud, chauffage central à eau chaude, plinthes, thermopompes, chauffage d'appoint (radiateurs), chauffe-eau, réfrigérateur, congélateur, cuisinière, four à micro-ondes, lave-linge, séche-linge, lave-vaisselle, climatiseur, éclairage intérieur et extérieur, ordinateur et piscine.

Les hypothèses techniques requises pour le modèle REEPS sont mises à jour tous les quatre ans de concert avec le Groupe d'analyse et de modélisation énergétique (GAME) de l'INRS énergie et matériaux. La principale source d'information utilisée est les sondages « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel » et « Nouvelle construction résidentielle » réalisés tous les quatre ans par l'équipe Recherche commerciale de l'unité Orientations et stratégie, Direction Planification et efficience du Distributeur.

Le calcul de la prévision de consommation d'électricité s'effectue par équipement à l'aide de l'équation :

Énergie = Taux de diffusion × Consommation unitaire × Nombre de ménages

À noter que pour le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux, le taux de diffusion évolue en fonction des taux de diffusion dans les nouvelles constructions. Au secteur domestique et agricole, la base des degrés-jours de chauffage est de 16°C et la base des degrés-jours de climatisation est de 22°C. Ces degrés-jours servent à l'application du scénario d'évolution des températures normales (réchauffement climatique).

Les résultats de prévision de la demande d'électricité en énergie du secteur résidentiel par usages obtenus à l'aide du modèle REEPS, doivent ensuite être adaptés à la définition des ventes d'électricité d'Hydro-Québec. Tout d'abord, on ajoute les ventes aux résidences secondaires et au secteur agricole non résidentiel. Ensuite, on soustrait la prévision des ventes aux réseaux de distribution municipaux, des ventes aux édifices à logements et l'impact des programmes d'économies d'énergie du Plan global en efficacité énergétique du Distributeur évalué en GWh mensualisés cumulés.

1.1.2 Secteur Général et institutionnel

À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (COMMEND). À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision.

Tout comme REEPS, COMMEND est un modèle de prévision de la demande d'énergie de type technico-économique. Ce modèle de simulation combine les caractéristiques techniques de l'utilisation de l'énergie dans les édifices commerciaux et institutionnels avec l'évolution des surfaces de planchers dans ces édifices.

Dans le but de tenir compte de la diversité au sein des édifices commerciaux et institutionnels, ce parc d'édifices est subdivisé en vocations, soit l'hôtellerie et la restauration, les bureaux, les garages, les magasins, les entrepôts, le récréatif et autres pour le secteur commercial et la santé, l'éducation, les lieux de culte et autres pour le secteur institutionnel.

Dans une première étape, les surfaces de planchers par vocations sont prévues à l'aide de régressions linéaires utilisant comme variables explicatives des variables socioéconomiques. Ces variables socioéconomiques sont :

- la prévision de la population par groupes d'âge ;
- la prévision du revenu personnel disponible ;
- la prévision du PIB tertiaire.

Cette prévision se fait à partir de données annuelles historiques des investissements commerciaux et institutionnels qui sont agrégés par vocations et cumulés en stocks immobiliers annuels. À partir des coûts de construction (fournis par Canadata), les prévisions exprimées en millions de $ sont converties en prévisions de superficie, auxquelles la démolition est soustraite.

Ces intrants (économiques) sont prévus à chaque révision de la prévision de la demande d'électricité par l'unité Prévision de la demande et des revenus, Direction Planification et efficience du Distributeur.

Lors d'une seconde étape, la prévision de la consommation d'électricité est effectuée en utilisant les hypothèses techniques de COMMEND, qui diffèrent selon les vocations :

- la consommation unitaire de l'équipement ;
- le taux de diffusion de l'équipement ;
- la durée de vie de l'équipement ;
- la conversion à un équipement de chauffage d'une source d'énergie concurrente modélisée à l'aide de fonctions logistiques une fois que l'équipement est arrivé à la fin de sa vie utile ;
- l'utilisation de l'équipement ;
- le coût de l'équipement ;
- l'efficacité de l'équipement.

Les équipements électriques ou usages dont la consommation énergétique est modélisée sont les suivants : chauffage, chauffage de l'eau, climatisation, éclairage intérieur et extérieur, cuisson, équipements de bureau, réfrigération, ventilation et autres usages.

Les hypothèses techniques requises par le modèle COMMEND sont mises à jour environ tous les cinq ans de concert avec le Groupe d'analyse et de modélisation énergétique (GAME) de l'INRS énergie et matériaux. Diverses sources d'information sont utilisées, dont le sondage « Utilisation de l'électricité par la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle » réalisé par l'équipe Recherche commerciale de l'unité Orientations et stratégie, Direction Planification et efficience du Distributeur, et « l'Enquête sur la consommation d'énergie dans les bâtiments commerciaux et institutionnels » parrainée par Ressources naturelles Canada.

Le calcul de la prévision de consommation d'électricité s'effectue par équipements à l'aide de l'équation :

Énergie = Taux de diffusion × Consommation unitaire × Surface de plancher

À noter que pour le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux, le taux de diffusion évolue sur l'horizon de la prévision par le biais des taux de conversion estimés par les fonctions logistiques et de la prévision des prix des combustibles (qui est un intrant important dans la modélisation de la conversion entre les différentes sources d'énergie pour le chauffage).

Au secteur général et institutionnel, la base des degrés-jours de chauffage est de 15 C et la base des degrés-jours de climatisation est de 18°C.

Dans une troisième étape, la prévision obtenue par COMMEND pour l'ensemble de la prévision de la demande du secteur commercial et institutionnel du Québec doit être calibrée sur les ventes de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution. De plus, à cette dernière étape, on intègre à la prévision des composantes de nature

exogène telles que les programmes commerciaux du Distributeur (notamment le Plan global en efficacité énergétique dont l'impact des interventions est ici évalué en GWh mensualisés cumulés).

1.1.3 Secteur Industriel

Il s'agit tout d'abord de distinguer deux sous-secteurs du secteur Industriel, soit les sous-secteurs Petites et moyennes entreprises (PME) et Grandes entreprises (GE). Des modèles différents de prévision sont utilisés selon le sous-secteur. La distinction entre PME et GE s'effectue selon le niveau de la puissance souscrite par les clients (GE > 5 MW).

La prévision à moyen et long terme à la PME est basée sur un modèle économique d'équations linéaires. À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et de modèles analytiques pour orienter sa prévision.

Le modèle économique d'équations linéaires met en relation la demande d'électricité avec la production industrielle. La prévision est calculée ainsi :

Énergie = Consommation unitaire × $ de valeur ajoutée

Le modèle de prévision de la demande utilise la consommation unitaire en GWh par M$ de valeur ajoutée et permet donc de projeter la demande d'électricité en utilisant la prévision de valeur ajoutée comme variable exogène.

Les intrants économiques utilisés pour mesurer la production industrielle sont les valeurs ajoutées par industries. La prévision des valeurs ajoutées est revue à chaque révision de la prévision de la demande d'électricité par l'unité Prévision de la demande et des revenus, Direction Planification et efficience du Distributeur.

La prévision de court terme à l'Industriel GE s'effectue par clients à partir de leur consommation historique et d'informations particulières provenant des clients tels

les ajouts d'équipements, les arrêts de production et les variations de la charge mensuelle. À long terme, la prévision est déterminée essentiellement à partir des prévisions économiques de la production industrielle (tonnages ou valeurs ajoutées). Les projets d'investissements majeurs sont évalués distinctement.

Énergie = Consommation unitaire × $ de valeur ajoutée ou tonnage
+ Projets d'investissements majeurs

Les clients de grande puissance se retrouvent dans différents secteurs d'activités économiques, dont principalement la fonte et affinage, les pâtes et papiers, la chimie, la sidérurgie et les mines.

À l'instar des secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel, l'impact des économies d'énergie (en GWh mensualisés cumulés) du Plan global en efficacité énergétique du Distributeur sur les ventes du secteur Industriel doit être retranché de la prévision.

1.1.4 Secteur Autres

Ce secteur est composé des ventes aux réseaux de distribution municipaux (RDM), de l'éclairage des voies publiques, de l'éclairage sentinelle et du transport public. À elle-seule, la demande annuelle des RDM représente plus de 80 % de la consommation du secteur autres.

Étant un sous-ensemble de la prévision pour l'ensemble du Québec, la prévision de la demande des RDM est établie en appliquant les taux de croissance des différents secteurs de consommation selon la composition de la clientèle propre à chacun des RDM. Dans certains cas, des informations particulières provenant des RDM, et ayant un impact majeur sur la demande d'un réseau, seront intégrées à la prévision.

Tout comme la prévision des ventes du transport public, la prévision des ventes d'électricité pour fins d'éclairage des voies publiques est réalisée en tenant

compte de la tendance observée à cet usage au cours des dernières années. Un positionnement est par la suite réalisé afin de prendre en compte, si nécessaire, le taux de croissance attendu en fonction essentiellement des mises en chantier résidentielles prévues pour l'éclairage des voies publiques et des variations de charge prévues pour le transport public.

1.2 Aléas prévisionnels sur la demande en énergie

L'approche retenue pour estimer l'aléa prévisionnel sur les besoins en énergie visés par le Plan se base sur la construction, pour chaque année de prévision, d'une distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins annuels en énergie à conditions climatiques normales.

Tout d'abord, cette approche consiste à exprimer l'évolution des besoins annuels en énergie par une équation ne faisant appel qu'à un nombre restreint de variables explicatives. Ensuite, à l'aide de la méthode de simulation Monte Carlo, cette équation est simulée un grand nombre de fois sur l'horizon de prévision en tenant compte à la fois de l'incertitude sur l'estimation historique des coefficients de l'équation et de l'incertitude sur les prévisions des variables explicatives. Le résultat de ces simulations est une distribution de probabilité des niveaux possibles de besoins en énergie visés par le Plan de chaque année de l'horizon de prévision. Ainsi, il est possible de tirer de cette distribution les statistiques d'aléas pertinentes, tel l'écart type des besoins en énergie selon l'horizon de prévision.

Parce que certaines composantes des besoins historiques et futurs présentent une évolution qui s'explique difficilement à l'aide de variables explicatives, le Distributeur a défini un sous-ensemble de besoins annuels permettant d'avoir une série de besoins la plus homogène possible. Ce sous-ensemble de besoins est obtenu en soustrayant des besoins visés par le Plan les élément suivants :

- les besoins associés à la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et Industrielle) pour les années 2006 et avant[4] ;
- les besoins associés aux forts consommateurs industriels (alumineries, usines de magnésium et QIT - Fer et Titane Inc.) additionnels à ceux de 1984.

Les « besoins corrigés » résultant peuvent s'expliquer par une équation linéaire (après transformation logarithmique) dépendante des variables explicatives suivantes :

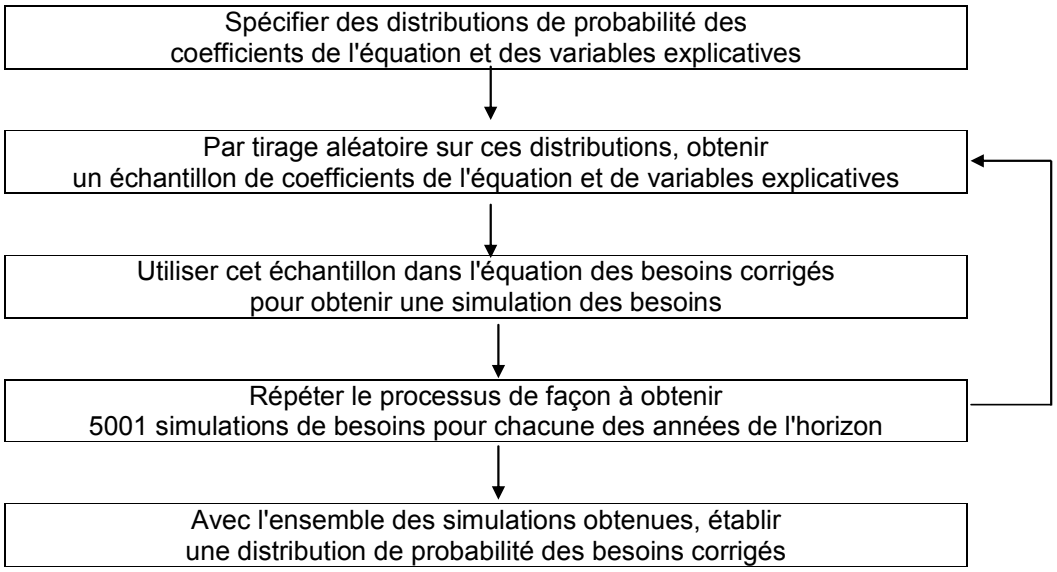
- le PIB : produit intérieur brut du Québec, en dollars constants de 1997 ;
- le nombre de logements chauffés à l'électricité au secteur résidentiel ;
- les degrés-jours de chauffage ;
- la surface chauffée à l'électricité dans les bâtiments au secteur commercial et institutionnel.

Dans le cadre du présent dossier, la période historique de 1973 à 2006 a été retenue pour les fins d'estimation des coefficients de l'équation.

Le graphique 2E-1 présente la méthodologie de simulation utilisée pour calculer les aléas prévisionnels sur les « besoins corrigés » en énergie de chaque année de l'horizon de prévision, :

[4] Avec l'abrogation totale du tarif BT en avril 2006, cet élément ne concerne que l'historique des besoins.

GRAPHIQUE 2E-1
MÉTHODOLOGIE DE LA SIMULATION DES BESOINS CORRIGÉS (MONTE-CARLO)



Cette façon de simuler les besoins permet de tenir compte de deux sources d'incertitude :

- incertitude sur le modèle estimé (coefficients et terme d'erreur) ;
- incertitude sur les variables explicatives (aucune incertitude sur la variable des degrés-jours de chauffage étant donné que la distribution désirée vise à établir l'aléa prévisionnel sur les besoins annuels à conditions climatiques normales).

En ce qui concerne l'incertitude du modèle, la méthode d'estimation du modèle sur l'historique fournit les paramètres de la distribution conjointe des coefficients de l'équation, soit la moyenne (valeur des coefficients) et la matrice de covariance. De plus, le tirage aléatoire des coefficients de l'équation s'appuie sur une loi normale.

Pour ce qui est de l'incertitude sur les variables explicatives, les hypothèses suivantes sont retenues :

- les variables explicatives sont distribuées conjointement selon une loi Two-piece-Normal (TPN) dont la moyenne est égale à la valeur correspondant au scénario moyen ;
- les scénarios faible et fort des variables explicatives couvrent une probabilité de 70 % ;
- les variables explicatives sont corrélées entre elles. La corrélation retenue correspond à la corrélation historique de la période 1988-2006.

De plus, le terme d'erreur du modèle est simulé en supposant qu'il est indépendant et identiquement distribué selon une loi normale avec moyenne de 0 et un écart type qui découle également des résultats de l'estimation historique.

Les tirages aléatoires des coefficients de l'équation, des variables explicatives, ainsi que du terme d'erreur permettent de produire 5001 simulations de « besoins corrigés » à partir de l'équation retenue. De façon à ce que la moyenne des simulations de « besoins corrigés » corresponde à la prévision de ces besoins dans le scénario moyen, un ajustement proportionnel à chacune des simulations est appliqué.

Quant aux 5001 simulations de besoins associés aux forts consommateurs industriels, elles sont obtenues de la même manière que les variables explicatives des « besoins corrigés ». Ainsi, les besoins associés aux forts consommateurs industriels sont simulés à l'aide d'une loi TPN dont les paramètres sont établis à l'aide de leurs scénarios faible, moyen et fort.

La combinaison indépendante des 5001 simulations des « besoins corrigés » et des 5001 simulations des besoins associés aux forts consommateurs industriels donne la distribution de probabilité des besoins visés par le Plan (excluant l'aléa climatique).

1.3 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages est établie en appliquant des hypothèses de caractéristiques de consommation aux besoins annuels en énergie prévus par usages. L'approche retenue pour ce faire comporte deux grandes étapes :

- répartir mensuellement les besoins annuels en énergie par usages (voir le tableau 2.3.1 pour la liste des usages) ;
- transposer les besoins en énergie de janvier par usages (voir le tableau 2.3.2 pour la liste des usages) en besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages.

La prévision des besoins en puissance recherchée pour chacun des usages est après économies d'énergie, incluant celles provenant du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). Pour prendre en compte l'impact de ces dernières sur les besoins en puissance du secteur Industriel, les besoins mensuels en énergie (et subséquemment, la pointe d'hiver) sont établis directement à partir des besoins annuels après économies d'énergie du PGEÉ, considérant que le profil de ces économies d'énergie devrait correspondre à celui de la consommation industrielle. Par contre, pour les usages non industriels, les besoins mensuels en énergie de chacun de ces usages, puis la pointe d'hiver, sont tout d'abord établis avant économies d'énergie du PGEÉ à partir des besoins annuels correspondants. Puis, sur la base d'hypothèses de profils plus spécifiques aux économies d'énergie du PGEÉ par usages, celles-ci sont réparties mensuellement, transposées en puissance et finalement soustraites des besoins avant économies d'énergie.

Le tableau 2E-1 donne des informations sur la provenance des hypothèses de répartition mensuelle des besoins annuels en énergie par usages.

TABLEAU 2E-1
RÉPARTITION MENSUELLE DES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE
PROVENANCE DES HYPOTHÈSES

Usages *(découpage des besoins annuels en énergie)*	***Provenance des hypothèses de répartition mensuelle des besoins annuels en énergie par usages***
• Chauffage domestique et agricole *(avant ÉÉ et ÉÉ)*	• Degrés-jours mensuels moyens de chauffage (base 16 C) associés à la normale climatique évolutive (réchauffement climatique) ; pour certaines ÉÉ, nombre d'heures mensuel moyen de chauffage.
• Chauffage bi-énergie (tarif DT) *(par type de système)*	• Simulations horaires du chauffage bi-énergie en fonction des conditions climatiques.
• Chauffage général et institutionnel *(avant ÉÉ et ÉÉ)*	• Degrés-jours mensuels moyens de chauffage (base 15 C) associés à la normale climatique évolutive (réchauffement climatique) ; pour certaines ÉÉ, nombre d'heures mensuel moyen de chauffage.
• Eau chaude domestique et agricole *(avant ÉÉ et ÉÉ)*	• Estimation du profil mensuel de consommation en regard des températures d'entrée et de sortie de l'eau; pour les ÉÉ, profil ajusté pour les effets croisés.
• Climatisation domestique et agricole *(après ÉÉ)*	• Degrés-jours mensuels moyens de climatisation (base 22°C) associés à la normale climatique évolutive (réchauffement climatique).
• Climatisation du général et institutionnel *(après ÉÉ)*	• Degrés-jours mensuels moyens de climatisation (base 18 C) associés à la normale climatique évolutive (réchauffement climatique).
• Industriel Petites et moyennes entreprises (PME) *(après ÉÉ)*	• Répartition mensuelle moyenne basée sur l'historique de consommation.
• Industriel Grandes entreprises	• À court terme, prévision mensuelle des

(par secteur d'activités, après ÉÉ)	ventes ; à long terme, répartition mensuelle moyenne basée sur l'historique des ventes, avec prévision spécifique pour les projets majeurs (s'il y a lieu).
• Autres usages* *(global avant ÉÉ et ÉÉ par usages)* ** Incluant les électroménagers (climatisation exclue) et l'éclairage du secteur Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels (climatisation exclue) du secteur Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, les pertes associées à cet ensemble de consommations et la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale.*	• Avant ÉÉ : Répartition de l'énergie mensuelle des Autres usages obtenue à l'année de référence 2004 par différence entre, d'une part, l'estimation mensuelle des « besoins réguliers du Distributeur excluant l'Industriel Grandes entreprises » découlant de la répartition mensuelle type de ces besoins pour 2004, et d'autre part, le total des estimations mensuelles pour les usages spécifiques (Industriel Grandes entreprises exclu) ne faisant pas partie de la composante Autres usages. • ÉÉ : Estimation du profil mensuel de la consommation par usages concerné, ajusté des effets croisés.

ÉÉ: Économies d'énergie (pertes incluses) résultant du Plan global en efficacité énergétique.

Un dernier élément de la méthode de répartition mensuelle des besoins en énergie doit être précisé. Lorsque la répartition mensuelle utilisée pour établir les besoins mensuels en énergie provient de l'historique des ventes, cette répartition est appliquée directement à la prévision des besoins annuels en énergie.

Par contre, lorsque la répartition mensuelle d'un usage est issue d'indicateurs plus statiques (ex: degrés-jours), une étape préalable d'estimation mensuelle du potentiel annuel des besoins en énergie est requise afin que la croissance continue des besoins annuels soit reflétée dans la prévision des besoins mensuels. Le potentiel annuel pour un mois donné équivaut en quelque sorte aux besoins annuels associés à une année mobile centrée sur ce mois. La prévision des besoins mensuels en énergie est alors obtenue en appliquant la

part mensuelle d'un mois donné au potentiel annuel d'énergie estimé pour ce même mois.

Le tableau 2E-2 donne des informations sur la provenance des hypothèses de ratios de l'appel de puissance à la pointe d'hiver sur l'énergie de janvier utilisés pour transposer les besoins en énergie de janvier par usages en besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages.

TABLEAU 2E-2
TRANSPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS EN PUISSANCE
PROVENANCE DES HYPOTHÈSES

Usages *(besoins présents en janvier)*	***Provenance des hypothèses de ratios: puissance à la pointe d'hiver / énergie de janvier***
• Chauffage domestique et agricole *(avant ÉÉ et ÉÉ)*	• Ratio historique moyen établi à partir de données horaires découlant du Programme d'établissement des profils de consommation et normalisées pour la température; pour certaines ÉÉ, nature des mesures d'économies.
• Chauffage bi-énergie (tarif DT)	• Pas d'appel de puissance à la pointe d'hiver (effacement par transfert au combustible).
• Chauffage général et institutionnel *(avant ÉÉ et ÉÉ)*	• Ratio moyen établi à partir de simulations horaires des besoins de chauffage en fonction des conditions climatiques; pour certaines ÉÉ, nature des mesures d'économies.
• Eau chaude domestique et agricole *(avant ÉÉ et ÉÉ)*	• Ratio moyen établi à partir d'une étude sur le profil horaire de consommation des chauffe-eau (mesurage).
• Industriel Petites et moyennes entreprises (PME) *(après ÉÉ)*	• Ratio historique moyen établi à partir de données horaires découlant du Programme d'établissement des profils de consommation.
• Industriel Grandes entreprises *(par secteur d'activités, après ÉÉ)*	• Ratio historique moyen établi à partir de données horaires tirées du mesurage de la consommation des clients.

• Autres usages* *(global avant ÉÉ et ÉÉ par usages)* ** Incluant les électroménagers et l'éclairage du secteur Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, les pertes associées à cet ensemble de consommations et la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale.*	• Avant ÉÉ : Ratio déduit de la puissance des Autres usages obtenue à l'année de référence (hiver 2003-2004) par différence entre, d'une part, l'estimation de la pointe d'hiver normale des « besoins réguliers du Distributeur excluant l'Industriel Grandes entreprises » découlant de l'application du ratio historique moyen de ces besoins à l'énergie de janvier 2004, et d'autre part, le total des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (Industriel Grandes entreprises exclu) ne faisant pas partie de la composante Autres usages. • ÉÉ : Estimation du ratio pointe d'hiver / énergie de janvier par usages concerné.

1 ÉÉ: Économies d'énergie (pertes incluses) résultant du Plan global en efficacité énergétique.

1.4 Normalisation des besoins en énergie et en puissance

2 Les conditions climatiques vécues durant une période historique donnée (par
3 exemple, février 2007) ont un effet sur les besoins réels enregistrés, en énergie
4 et en puissance, durant cette période. La normalisation des besoins pour les
5 conditions climatiques vise à ramener les besoins historiques à ce qu'ils auraient
6 été sous des conditions climatiques dites « normales ».

7 La méthode retenue par le Distributeur pour normaliser les besoins réels par
8 rapport aux conditions climatiques s'appuie sur le modèle *Puisclim* d'estimation
9 horaire des besoins québécois en fonction des conditions climatiques, modèle
10 établi par Hydro-Québec TransÉnergie.

11 Les variables climatiques considérées dans ce modèle sont la température, la
12 vitesse du vent, le taux de nébulosité et les précipitations. Les valeurs attribuées
13 à ces variables climatiques proviennent des relevés climatiques reçus

d'Environnement Canada par Hydro-Québec TransÉnergie pour les 10 stations suivantes : Montréal, St-Hubert, Québec, Ottawa, Sherbrooke, Val d'Or, Sept-Îles, Baie-Comeau, Roberval et La Grande.

Le modèle *Puisclim* reflète les caractéristiques horaires des besoins du réseau (notamment, le profil horaire des besoins de base et la sensibilité horaire des besoins aux différentes variables climatiques) pour des années historiques spécifiques, selon une division du cycle annuel en trois saisons : l'hiver (novembre à mars), le printemps (avril à juillet) et l'automne (août à octobre).

L'expérience d'Hydro-Québec TransÉnergie en matière de prévision horaire de la demande en fonction des conditions climatiques (prévision à très court terme), notamment à travers l'utilisation du modèle *Puisclim*, révèle que l'influence des variables climatiques varie selon les heures de la journée, le jour de la semaine, le mois de l'année et les années. Ainsi, les impacts de la température et de la nébulosité sur la demande varient selon les heures de la journée. L'impact de la température varie aussi selon les jours de semaine et de fin de semaine. L'impact des précipitations varie selon leur type et leur intensité tandis que l'impact de la vitesse des vents varie selon l'intensité[5].

1.4.1 Normalisation des besoins en énergie

La normalisation des besoins réels en énergie d'une période donnée, telle qu'établie par Hydro-Québec TransÉnergie, s'appuie sur la version courante du modèle *Puisclim* servant à la prévision horaire de très court terme du Transporteur.

Dans ce cadre, le modèle *Puisclim* simule, pour la période visée par la normalisation (par exemple, février 2007), la courbe horaire de demande associée :

- d'une part, aux relevés climatiques horaires réels de la période visée ;
- d'autre part, aux relevés climatiques horaires similaires se rapportant à la même période de l'année pour chacune des 36 années de la période de référence 1971-2006 (dans le présent exemple, tous les mois de février de 1971 à 2006) après cependant avoir appliqué à ces derniers relevés un ajustement de température reflétant le scénario de réchauffement climatique retenu par le Distributeur[6] pour la période visée (dans le présent exemple, février 2007).

Pour une courbe horaire particulière simulée pour un mois (par exemple, en utilisant les relevés climatiques de février 1971), la surface sous cette courbe correspond à l'énergie des besoins québécois découlant des conditions climatiques spécifiques qui lui sont associées. En calculant la moyenne des 36 valeurs d'énergie obtenues sous les conditions climatiques de la période de référence 1971-2006, on obtient l'énergie moyenne des besoins québécois simulés du mois considéré.

La différence entre l'énergie moyenne des besoins québécois simulés pour la période 1971-2006 et celle de la simulation de besoins découlant des conditions climatiques réelles représente la normalisation en énergie à appliquer aux besoins réels du Distributeur enregistrés.

1.4.2 Normalisation des besoins en puissance

Dans les mois suivant la fin de chaque saison nouvellement complétée, Hydro-Québec TransÉnergie produit la version finale du modèle *Puisclim* de la saison terminée. C'est à partir de 252 simulations horaires chronologiques des

[5] Pour plus de détails sur la modélisation de la demande horaire en fonction des conditions climatiques développée par Hydro-Québec TransÉnergie, voir les pièces HQD-5, Document 3, annexe 1 et HQD-5, Document 3, annexe 2 dans le dossier R-3550-2004.
[6] Scénario de réchauffement climatique associé à la normale climatique retenue par le Distributeur. Pour plus de détails sur ces éléments, voir la section 2.1 de la présente annexe.

besoins québécois issues de ce modèle que le Distributeur établit les besoins en puissance normalisés d'une période donnée.

Les 252 variantes climatiques retenues pour les simulations horaires correspondent aux 36 années de la période de référence climatique 1971-2006 appliquées selon sept chronologies différentes. En effet, afin de reproduire dans les simulations horaires chronologiques des besoins, différentes conditions de coïncidence entre le cycle hebdomadaire des besoins et chacune des conditions climatiques historiquement observées, le Distributeur utilise chacune d'elles selon la chronologie observée ainsi que selon six variantes chronologiques consistant à décaler en bloc ces conditions climatiques de -3 jours, -2 jours, -1 jour, +1 jour, +2 jours et +3 jours.

Par ailleurs, le Distributeur applique mois par mois un ajustement horaire aux simulations de besoins québécois pour les transformer en besoins réguliers du Distributeur (BRD) conciliés aux résultats mensuels d'énergie normalisés des BRD. En effet, cet ajustement est nécessaire puisque l'énergie moyenne des 252 simulations de besoins québécois pour un mois diffère de l'énergie normalisée des BRD de ce même mois, et ce pour différentes raisons dont le fait que les simulations horaires de besoins québécois disponibles n'intègrent aucun effet de réchauffement climatique.

Finalement, pour une courbe horaire particulière de BRD ainsi simulée pour un mois, son maximum correspond à la pointe mensuelle des BRD découlant des conditions climatiques spécifiques qui lui sont associées. La moyenne de ces 252 pointes simulées de besoins réguliers du Distributeur donne la pointe normalisée des besoins réguliers du Distributeur pour un mois donné.

La normalisation des besoins réguliers du Distributeur à la pointe d'un mois ou d'un hiver est déduite en faisant la différence entre la pointe normale estimée et la pointe réelle enregistrée.

1.5 Profil horaire des besoins prévus

La prévision du profil horaire des besoins est établie à partir de la prévision des besoins mensuels en énergie et des pointes mensuelles.

De façon générale, la méthode de prévision du profil horaire utilisée consiste à produire un ensemble de simulations horaires chronologiques des besoins en fonction des conditions climatiques.

Dans un premier temps, Hydro-Québec Distribution a établi, pour l'année 2003, 252 simulations horaires des besoins réguliers du Distributeur basées sur les différentes conditions climatiques observées de 1971 à 2006. Ces simulations sont dérivées de simulations des besoins québécois issues du modèle *Puisclim* d'estimation horaire des besoins du réseau en fonction des conditions climatiques, modèle établi par Hydro-Québec TransÉnergie. Les 252 variantes climatiques retenues correspondent aux 36 années de la période de référence climatique 1971-2006 appliquées selon sept chronologies différentes. En effet, afin de reproduire dans les simulations horaires chronologiques des besoins, différentes conditions de coïncidence entre le cycle hebdomadaire des besoins et chacune des conditions climatiques historiquement observées, le Distributeur utilise chacune d'elles selon la chronologie observée ainsi que selon six variantes chronologiques consistant à décaler en bloc ces conditions climatiques de -3 jours, -2 jours, -1 jour, +1 jour, +2 jours et +3 jours. Par ailleurs, les simulations des besoins du Distributeur présentent des composantes associées à des usages spécifiques (chauffage, climatisation et industriel Grandes entreprises) et une composante représentant les usages de base complémentaires.

Dans un deuxième temps, le Distributeur projette les composantes de chacune des 252 simulations horaires de ses besoins de l'année 2003 à l'année

prévisionnelle désirée en utilisant la prévision des besoins mensuels des usages spécifiquement représentés et celle du total des besoins.

Pour chacune des 252 courbes horaires chronologiques des besoins prévus pour un mois, il est possible d'obtenir un profil montrant la puissance appelée à chaque heure, classée en ordre décroissant; ces profils sont appelés courbes de puissances classées (CPC). Pour une CPC mensuelle particulière, son maximum (valeur horaire de rang 1) correspond à la pointe découlant des conditions climatiques mensuelles spécifiques qui lui sont associées (par exemple, les conditions climatiques tirées de l'année 1971) et la surface sous cette courbe correspond à l'énergie mensuelle prévue sous ces mêmes conditions climatiques spécifiques.

Pour chaque mois de l'horizon de prévision, une CPC moyenne peut être établie en calculant, à chacun de ses rangs horaires, la valeur moyenne des 252 CPC spécifiques. Le maximum de la CPC moyenne mensuelle obtenue correspond à la pointe mensuelle prévue (à conditions climatiques normales) et la surface sous la courbe correspond à la prévision mensuelle des besoins en énergie visés par le Plan augmentés de la consommation des centrales d'Hydro Québec Production associée à l'électricité patrimoniale.

2 CHANGEMENT DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRE AYANT UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (DEPUIS LE DERNIER PLAN)

2.1 Introduction d'une nouvelle normale climatique

La normale climatique utilisée dans le cadre du dernier plan correspondait à la moyenne des conditions climatiques de 1971 à 2000 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,31°C par décennie commençant à l'année 2001.

En 2007, Hydro-Québec Distribution a introduit dans sa prévision de la demande une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006, ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30 C par décennie à partir de 1971. Cette nouvelle définition de la normale découle des recommandations formulées par Ouranos (un consortium sur la climatologie régionale et l'adaptation aux changements climatiques) suite à des travaux menés avec cet organisme.

D'une part, Ouranos proposait d'utiliser la période de référence 1971-2006 au lieu de 1971-2000 afin de valoriser au maximum l'information climatologique, notamment en ce qui concerne la variabilité naturelle des conditions climatiques.

Pour ce qui est de l'année de départ du réchauffement, Ouranos a pris acte d'un constat du 4e rapport du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) à l'effet que, pour l'Amérique du Nord, les premières manifestations des changements climatiques deviennent évidentes à partir du début des années 1970.

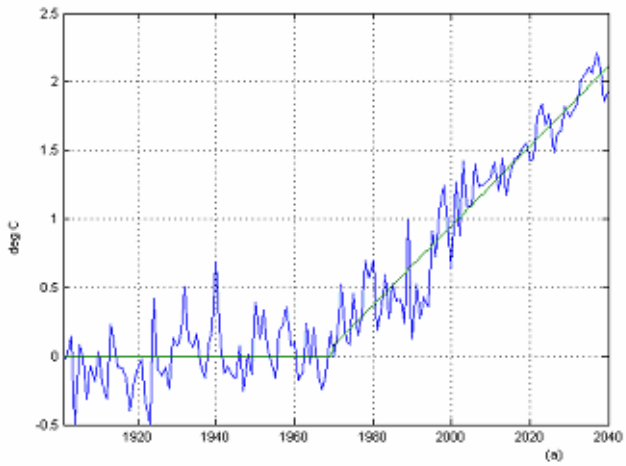
Plus précisément, l'hypothèse d'un réchauffement climatique débutant dès 1971 retenue par Ouranos découle de leur analyse des simulations issues des modèles globaux appliqués au sud-ouest du Québec : 39 simulations des températures du sud-ouest du Québec de 1901 à 2040 issues de 17 modèles de circulation générale et 3 scénarios d'évolution des concentrations de gaz à effet de serre.

Ces mêmes simulations pour le sud-ouest du Québec ont servi à Ouranos pour calculer le taux d'augmentation des températures mensuelles. Pour ce faire, la température mensuelle moyenne de la période 1901-1970 (période stationnaire) est établie pour chacune des 39 simulations. Ensuite, pour chacune des simulations de la période 1901-2040, il est possible de calculer l'écart de température mensuelle par rapport à la température mensuelle moyenne de

1901-1970. Pour chacun des mois, une droite de régression sur la période 1970-2040 est ensuite obtenue à partir de la médiane des écarts de température par rapport à la moyenne de 1901-1970 (droite ancrée à 0 C en 1970). Le taux d'augmentation de la température mensuelle découle de la pente de la droite de régression de chaque mois. La moyenne annuelle des taux d'augmentation des températures mensuelles est de 0,30 C par décennie.

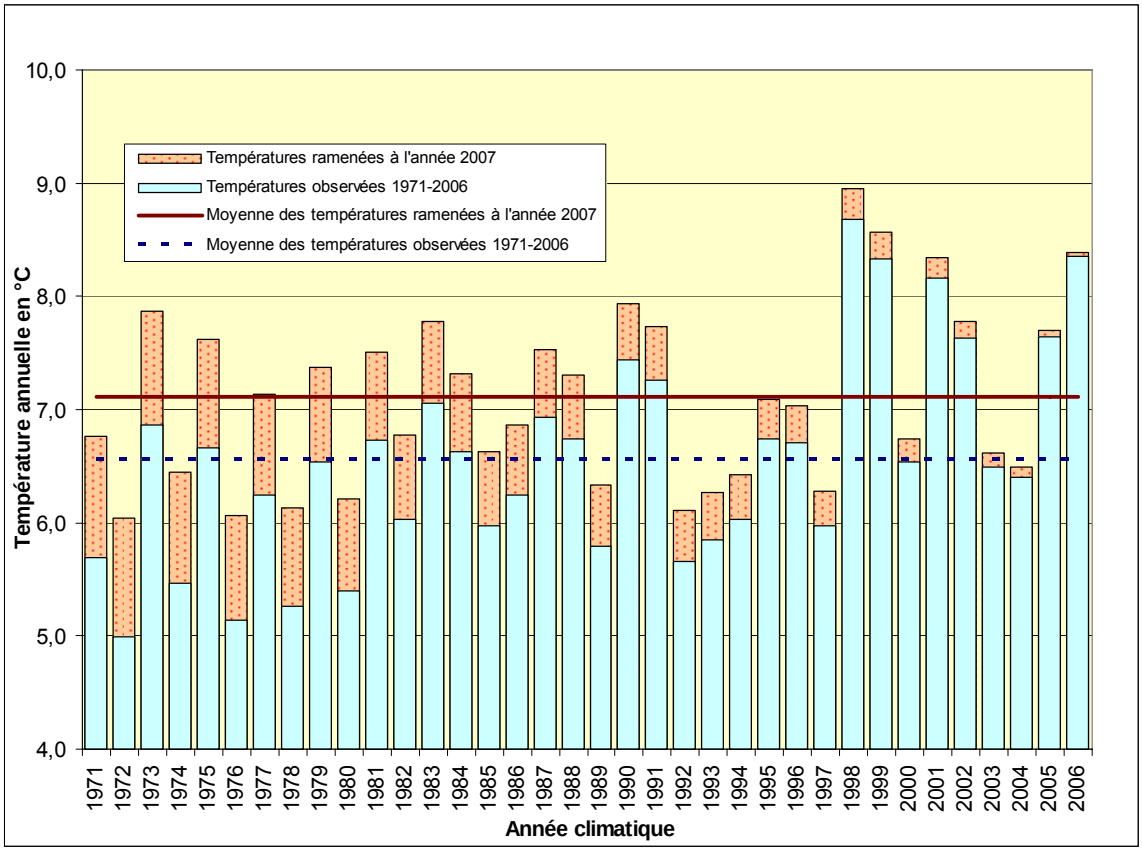
Le graphique suivant montre l'application de cette démarche de calcul à la température annuelle.

GRAPHIQUE 2E-2
ÉVOLUTION DES TEMPÉRATURES TELLES QUE SIMULÉES PAR LES MODÈLES DE CIRCULATION GÉNÉRALE



En ce qui concerne la nouvelle normale climatique, le graphique 2E-3 illustre, pour la température annuelle à Montréal, l'ajustement qu'il faut apporter aux températures observées sur la période 1971-2006 afin de calculer la température normale annuelle à l'année 2007 en tenant compte d'un réchauffement climatique de 0,30 C par décennie à partir de 1971.

GRAPHIQUE 2E-3
TEMPÉRATURE ANNUELLE À MONTRÉAL (EN °C)
APPLICATION DE LA PROCÉDURE DE RÉCHAUFFEMENT SUR LA RÉFÉRENCE CLIMATIQUE



À titre d'information, le tableau 2E-3 donne la température annuelle normale à Montréal selon la nouvelle et l'ancienne normale climatique et permet de constater les écarts liés à chacune des composantes : extension de la période de référence, réchauffement climatique dès 1971 et passage d'un réchauffement climatique de 0,31 C par décennie à un réchauffement de 0,30°C par décennie.

TABLEAU 2E-3
TEMPÉRATURE ANNUELLE NORMALE À MONTRÉAL

	Normale 2007 (°C)		Normale 2017 (°C)	
	Température annuelle	Impact spécifique	Température annuelle	Impact spécifique
Ancienne normale : Période 1971-2000 avec un réchauffement, à partir de 2001, de 0,31°C par 10 ans (Ouranos 2004)	**6,6**		**6,9**	
+ Ajout des années 2001 à 2006 à la période de référence	6,8	0,16	7,1	0,16
+ Réchauffement des températures à partir de 1971	7,1	0,38	7,5	0,38
+ Réchauffement climatique de 0,30°C par 10 ans (Ouranos 2007) au lieu de 0,31°C par 10 ans (Ouranos 2004)	7,1	-0,03	7,4	-0,04
Nouvelle normale : Période 1971-2006 avec un réchauffement, à partir de 1971, de 0,30°C par 10 ans (Ouranos 2007)	**7,1**	**0,51**	**7,4**	**0,50**

Le tableau 2E-4 donne les taux d'augmentation sur 10 ans des températures mensuelles selon la nouvelle et l'ancienne normale climatique. De plus, le tableau montre l'impact, en 2007 et 2017, du changement de normale sur les températures mensuelles normales à Montréal. Il est à noter que l'impact du changement de normale sur les températures mensuelles ne présente pas la même évolution de 2007 à 2017 pour tous les mois. Ceci découle du fait que le réchauffement en °C par 10 ans de la nouvelle normale présente des différences mensuelles spécifiques par rapport à celui de l'ancienne normale. Par exemple, l'impact du changement de normale sur les températures du mois de janvier évolue peu (+0,67 C en 2007 à +0,68°C en 2017) étant donné que le taux de réchauffement des températures de janvier de la nouvelle normale présente peu de changement par rapport à celui de l'ancienne normale. Par contre, l'impact positif du changement de normale sur les températures du mois de septembre se réduit entre les années 2007 et 2017 (+0,61 C à +0,47 C) étant donné que le mois de septembre présente maintenant un taux de réchauffement des températures nettement plus faible qu'auparavant.

TABLEAU 2E-4
TAUX D'AUGMENTATION DES TEMPÉRATURES MENSUELLES PAR DÉCENNIE

Réchauffement en °C par 10 ans

	janv	*févr*	*mars*	*avr*	*mai*	*juin*	*juil*	*août*	*sept*	*oct*	*nov*	*déc*	*annuel*
Ancienne normale climatique	0.44	0.27	0.25	0.29	0.30	0.26	0.37	0.35	0.43	0.20	0.28	0.30	0.31
Nouvelle normale climatique	0.45	0.36	0.27	0.28	0.26	0.23	0.26	0.27	0.28	0.25	0.28	0.39	0.30

Révision du scénario de réchauffement climatique et de la normale climatique
Impact sur les températures normales mensuelles à Dorval (en °C)

	janv	*févr*	*mars*	*avr*	*mai*	*juin*	*juil*	*août*	*sept*	*oct*	*nov*	*déc*	*annuel*
Normale 2007	0.67	0.62	0.36	0.45	0.25	0.40	0.36	0.50	0.61	0.44	0.56	0.90	0.51
Normale 2017	0.68	0.70	0.38	0.44	0.21	0.37	0.24	0.42	0.47	0.49	0.56	0.99	0.50
Évolution 2007 à 2017	0.01	0.09	0.02	-0.01	-0.04	-0.03	-0.11	-0.08	-0.15	0.05	0.00	0.09	-0.01

Pour les années 2007 et 2017, l'introduction de la nouvelle normale climatique a pour conséquence d'abaisser les ventes normalisées d'environ 0,8 TWh. Le tableau suivant donne cet impact par secteurs de consommation pour les années 2007 et 2017.

TABLEAU 2E-5
RÉPARTITION DE L'IMPACT SUR LES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION DE L'INTRODUCTION D'UNE NOUVELLE NORMALE CLIMATIQUE (EN GWh)

	2007	**2017**
Domestique et agricole	-602	-651
Général et institutionnel	-151	-141
Industriel	-10	-10
Autres	-29	-31
Total	**-792**	**-833**

Pour ce qui des besoins en puissance à la pointe d'hiver, l'impact de l'introduction de la nouvelle normale climatique est d'environ -360 MW pour l'hiver 2006-2007 et de -370 MW pour l'hiver 2016-2017.

2.2 Nouveaux pourcentages de répartition de l'impact des conditions climatiques par secteurs de consommation (cf. R-3610-2006, HQD-4, doc. 4)

Dans sa décision D-2006-34, la Régie mentionnait « Quant à la répartition de l'impact des conditions climatiques, la Régie retient la proposition d'OC, voulant que la pondération proposée, établie dans les années 1980, soit mise à jour et déposée lors du prochain dossier tarifaire. »

Pour répondre à cette demande, le Distributeur a procédé à la mise à jour de ces pourcentages de répartition. Pour ce faire, il a évalué les volumes de chauffage et de climatisation de l'ensemble de la clientèle pour les 3 dernières années à partir d'un échantillon de clients pour lesquels la consommation de ces usages est connue.

Les pourcentages de répartition retenus par le Distributeur ont été calculés sur la base de la moyenne des taux observés pour ces 3 années. Les tableaux 2E-6 et 2E-7 présentent à la dernière colonne les nouveaux pourcentages applicables à partir de janvier 2007 pour la répartition de l'impact des conditions climatiques sur le chauffage et la climatisation par secteurs de consommation. Pour des fins de comparaison, les pourcentages utilisés pour compiler les écarts de l'année 2006 sont présentés dans le même tableau (pourcentages « anciens »).

TABLEAU 2E-6
POURCENTAGES DE RÉPARTITION DE L'IMPACT DES CONDITIONS CLIMATIQUES POUR LE CHAUFFAGE

Chauffage	Anciens [1]	Nouveaux pourcentages [2]
Domestique et agricole	75,0%	70,0%
Général et institutionnel	20,0%	24,1%
Industriel	0,0%	2,2%
Autres	5,0%	3,7%
Total	**100,0%**	**100,0%**

[1] Dans les anciens pourcentages, l'impact des conditions climatiques sur le chauffage du tarif DT était compris dans les 75% du secteur Domestique et agricole.

[2] Dans les nouveaux pourcentages, l'impact des conditions climatiques sur le chauffage du tarif DT est évalué en amont de la répartition par catégories de consommateurs, et n'est pas inclus dans les 70 % du secteur Domestique et agricole

TABLEAU 2E-7
POURCENTAGES DE RÉPARTITION DE L'IMPACT DES CONDITIONS CLIMATIQUES POUR LA CLIMATISATION

Climatisation	Anciens	Nouveaux pourcentages
Domestique et agricole	20,0%	22,6%
Général et institutionnel	75,0%	63,8%
Industriel	0,0%	9,7%
Autres	5,0%	3,9%
Total	**100,0%**	**100,0%**

Comme par les années passées, le Distributeur détermine l'impact relatif du chauffage de la clientèle au tarif DT en utilisant un modèle d'estimation horaire de la demande d'électricité des systèmes de chauffage bi-énergie de cette clientèle. Toutefois, dorénavant, l'impact relatif au tarif DT est retranché de l'impact total, le reste étant réparti aux autres catégories de consommateurs selon les pourcentages présentés au tableau 2E-6. Auparavant, l'estimation de l'impact au tarif DT était soustraite de l'impact attribué globalement aux tarifs D et DT (75 % du total) pour obtenir l'impact relié au chauffage du tarif D.

La mise à jour des pourcentages de répartition de l'impact des conditions climatiques permet de constater, dans le cas du chauffage, un léger gain pour le

secteur Général et institutionnel et une légère baisse pour les secteurs Domestique et agricole et Autres. Pour la climatisation, la part du secteur général et institutionnel a nettement diminué avec en contrepartie une légère hausse au secteur domestique et agricole. Les principales nouveautés tiennent à l'introduction d'une normalisation des ventes au secteur industriel, ainsi qu'au traitement du tarif DT.

Pour le reste, les changements ne sont pas très significatifs dans le contexte où les pourcentages de répartition n'avaient pas été mis à jour depuis le début des années quatre-vingt. Les écarts peuvent être expliqués par l'interaction de plusieurs évènements dont notamment une augmentation de la diffusion de la climatisation.

2.3 Mise à jour des paramètres technico-économiques au secteur résidentiel

Les derniers sondages, « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel» et «Nouvelle construction résidentielle » réalisés en 2006, ont permis de mettre à jour les paramètres technico-économiques utilisés dans le modèle de prévision REEPS pour la prévision de la demande d'électricité intégrée au Plan.

Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014 et pour les états d'avancement subséquents, le modèle REEPS utilisé pour effectuer la prévision tablait sur des paramètres provenant des sondages réalisés en 2002. Seuls les taux de diffusion pour le stock existant d'appareils et les taux de conversion utilisés dans la prévision de l'État d'avancement 2006 avaient été actualisés.

Les paramètres mis à jour avec les sondages 2006 sont :

- les taux de diffusion du stock existant d'appareils ;
- les taux de diffusion du nouveau stock d'appareils ;

- les taux de conversion entre les différentes sources d'énergie et systèmes de chauffage (chauffage des locaux et chauffage de l'eau seulement) ;
- les consommations unitaires du stock existant d'appareils ;
- les consommations unitaires du nouveau stock d'appareils.

En ce qui concerne l'estimation des consommations unitaires, traditionnellement la méthode utilisée consiste en une analyse statistique des résultats du sondage en combinaison avec la consommation d'électricité des répondants. La technique statistique utilisée est l'analyse conditionnelle de la demande, il s'agit, à peu de chose près, d'effectuer une régression statistique de la consommation d'électricité de chaque ménage sur des variables dichotomiques indiquant la présence ou l'absence de chaque appareil dans chacun des ménages.

Une source alternative d'information a été utilisée pour les gros appareils électroménagers ayant des taux de diffusion de près de 100 %, car l'analyse conditionnelle de la demande ne peut fournir d'estimation valide de leurs consommations unitaires. Pour ceux-ci, la publication de l'Office de l'Efficacité Énergétique "Consommation des gros appareils électroménagers expédiés au Canada" a donc été utilisée. Cette publication présente une consommation annuelle moyenne par type d'appareil qui est dérivée des cotes de consommation unitaire d'énergie de la base de données du Répertoire ÉnerGuide des appareils ménagers correspondant aux électroménagers expédiés au Canada. De plus, un historique de cette consommation annuelle moyenne est disponible.

Les résultats, consommations unitaires et taux de diffusion, sont validés pour assurer une cohérence avec la consommation moyenne d'électricité des ménages et les ventes totales d'Hydro-Québec au secteur domestique et agricole.

TABLEAU 2E-8
IMPACT SUR LES VENTES DES MODIFICATIONS APPORTÉES AUX PARAMÊTRES TECHNICO-ÉCONOMIQUES DU MODÈLE REEPS (EN GWh)

	2007	2017
Modifications apportées pour l'État d'avancement 2006	103	464
Modifications apportées pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017	361	1067
Total	**464**	**1531**

Les principaux changements sont énumérés dans les lignes qui suivent.

2.3.1 Chauffage des locaux

Les consommations unitaires du stock existant de logements ont été en moyenne revues à la baisse pour intégrer la nouvelle normale climatique. Les consommations unitaires pour le nouveau stock de logements unifamiliaux ont été revues à la hausse. Pour le nouveau stock des autres types de logements, les consommations unitaires ont été en moyenne revues à la baisse.

Les taux de diffusion pour le stock existant et le nouveau stock de logements ont été revus à la hausse. Les taux de conversions ont aussi été revus à la hausse.

2.3.2 Chauffage de l'eau

Les consommations unitaires du stock existant et du nouveau stock de logements unifamiliaux ont été revues à la baisse. Pour les autres types de logements, les valeurs sont quasi-inchangées.

Les taux de diffusion pour le stock existant ont été revus à la hausse. Les taux de diffusion pour le nouveau stock de logements sont quasi-inchangés.

2.3.3 Climatisation

Les consommations unitaires du stock existant et du nouveau stock de logements unifamiliaux ont été revues en moyenne à la hausse. Pour les autres types de logements, les valeurs sont inchangées.

Les taux de diffusion pour le stock existant ont été revus à la hausse. L'impact du réchauffement climatique sur le taux de diffusion des climatiseurs est désormais pris en compte, la méthodologie de Gaëtan Lafrance (INRS-ÉMT) et Claude Desjarlais (Ouranos) *Impact socio-économique du changement climatique -La demande d'énergie* (Juin 2006) a été utilisée.

2.3.4 Autres usages

Les consommations unitaires du stock existant de réfrigérateurs, de sécheuses, de piscines et de la provision pour équipements non modélisés ont été revues en moyenne à la hausse. Les consommations unitaires du stock existant de congélateurs et de l'éclairage ont été revues en moyenne à la baisse.

Les taux de diffusion pour le stock existant de lave-vaisselle, de l'éclairage extérieur, de micro-ondes, d'ordinateurs ont été revus à la hausse.

2.4 Répartition mensuelle du chauffage des locaux au secteur domestique et agricole

2.4.1 Température de référence des degrés-jours de chauffage utilisés pour répartir mensuellement le chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole

Dans sa décision D-2005-178 relative au Plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie déclarait « Le Distributeur répartit mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole à partir d'une moyenne des degrés-jours de chauffage basés sur une température de référence de 18 C.

Dans l'état d'avancement 2003 du plan d'approvisionnement 2002-2011, ces besoins étaient répartis avec une température de référence de 15 C. La Régie n'est pas convaincue du bien-fondé du changement d'hypothèse. Elle demande au Distributeur, pour le plan d'approvisionnement 2008-2017, de présenter les résultats d'une analyse évaluant s'il est plus représentatif d'utiliser une température de référence de 18°C ou de 15 C pour répartir mensuellement les besoins de chauffage. ».

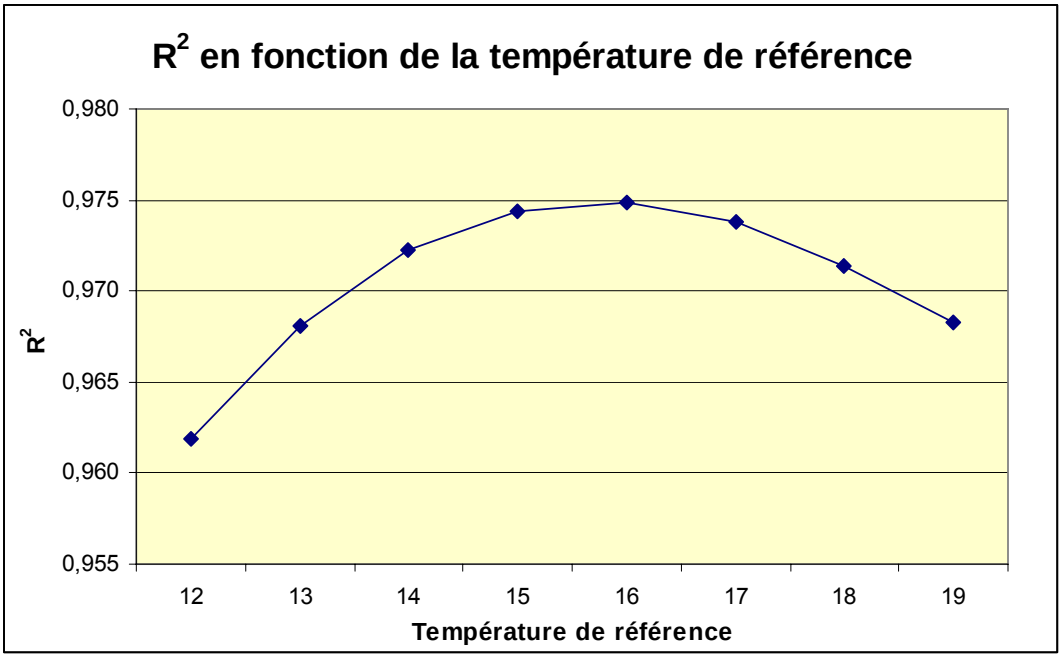
Pour répondre à cette demande, le Distributeur a réalisé une analyse consistant à établir des régressions linéaires entre les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens pour différentes températures de référence pour les années 2004 et 2005. Le critère pour déterminer la température de référence optimale est la maximisation du R^2 (coefficient de corrélation au carré) obtenu sur les régressions. Le R^2 est la proportion des variations journalières de consommation du chauffage des locaux qui est expliquée par la régression sur les degrés-jours de chauffage. Plus le R^2 est élevé, plus la régression explique bien les observations.

Les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM ont été estimées à partir d'un échantillon d'environ 300 clients mesurés à cet effet.

Les degrés-jours de chauffage retenus ont été calculés à partir d'une température provinciale résultant d'une pondération des températures des stations météorologiques de Montréal et de Québec.

Le graphique 2E-4 donne les résultats du R^2 pour les degrés-jours de chauffage avec une température de référence de 12 C à 19 C. Bien que toutes les températures de référence analysées donnent des R^2 très élevés, le maximum est atteint avec la température de référence de 16 C.

GRAPHIQUE 2E-4
R^2 DE LA RÉGRESSION ENTRE LA CONSOMMATION DE CHAUFFAGE DES LOCAUX AUX TARIFS D ET DM ET LES DEGRÉS-JOURS DE CHAUFFAGE
TEMPÉRATURE DE RÉFÉRENCE DE 12 °C À 19 °C



Suite à cette analyse du profil de consommation du chauffage des locaux aux tarifs D et DM, le Distributeur utilise désormais, dans le cadre de la prévision des besoins en puissance de chauffage du secteur Domestique et agricole, les degrés-jours de chauffage normaux basés sur une température de référence de 16°C pour répartir mensuellement les besoins annuels de chauffage. Conformément à la normale climatique retenue[7], les degrés-jours mensuels normaux d'une année donnée sont obtenus en prenant la moyenne des degrés-jours calculés avec les températures observées de 1971 à 2006, ajustées pour le réchauffement climatique (selon un taux d'augmentation de la température spécifique à chaque mois applicable à partir de l'année 1971). De plus, afin de mieux tenir compte de la dispersion géographique de la consommation des

[7] Pour plus de détails concernant la normale climatique voir la section 2.1 de la présente annexe.

clients au secteur Domestique et agricole, les degrés-jours retenus découlent maintenant d'une pondération de 75 % pour les degrés-jours normaux de Montréal et de 25 % pour ceux de Québec alors qu'auparavant ils correspondaient aux degrés-jours normaux de Montréal.

Le tableau 2E-8 montre, pour l'année 2007, la répartition mensuelle des degrés-jours normaux de chauffage basés maintenant sur une température de référence de 16 C et ceux basés sur l'ancienne température de référence de 18 C. La comparaison des répartitions mensuelles de degrés-jours montre que la part d'énergie annuelle de chauffage attribuée aux mois d'hiver augmente avec la nouvelle définition des degrés-jours.

TABLEAU 2E-8
RÉPARTITION MENSUELLE DES DEGRÉS-JOURS[A] NORMAUX DE CHAUFFAGE AVEC TEMPÉRATURES DE RÉFÉRENCE DE 16 °C ET 18 °C (EN %)
ANNÉE 2007

	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc	total
Température de référence de 16°C (75% Montréal et 25% Québec)	20,6%	17,4%	14,6%	7,9%	2,7%	0,5%	0,0%	0,0%	1,7%	6,2%	10,9%	17,4%	100,0%
Température de référence de 18°C (100% Montréal)	19,6%	16,6%	14,1%	8,2%	3,3%	0,9%	0,0%	0,0%	2,5%	6,8%	11,0%	16,9%	100,0%
Écart 16°C p/r à 18°C	1,0%	0,8%	0,5%	-0,3%	-0,6%	-0,4%	0,0%	0,0%	-0,8%	-0,6%	0,0%	0,5%	

[A] Les répartitions mensuelles ici-montrées excluent les degrés-jours de juillet et août.

2.4.2 Impact du changement de répartition mensuelle du chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole

Le changement de répartition mensuelle des besoins de chauffage du secteur Domestique et agricole entraîné par le changement de définition des degrés-jours normaux a évidemment un impact sur la prévision des besoins en puissance de cet usage à la pointe d'hiver.

Par rapport à la répartition des degrés-jours de chauffage normaux de Montréal avec une température de référence de 18°C, la nouvelle répartition mensuelle de degrés-jours attribue au mois de janvier une plus forte part de la consommation annuelle de chauffage du secteur Domestique et agricole. Ceci implique une augmentation des besoins en puissance du chauffage des locaux de ce secteur à la pointe d'hiver des besoins totaux.

L'impact du changement de répartition mensuelle des besoins de chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole sur les besoins en puissance de cet usage à la pointe est de 420 MW pour l'hiver 2006-2007 et 455 MW pour l'hiver 2016-2017. Le tableau 2E-9 donne séparément l'impact attribuable à l'utilisation d'une température de référence de 16 C au lieu de 18°C et celui attribuable à l'emploi de degrés-jours avec pondération 75 % pour Montréal et de 25 % pour Québec plutôt que de degrés-jours de Montréal uniquement.

TABLEAU 2E-9
CHANGEMENT DE RÉPARTITION MENSUELLE DU CHAUFFAGE DES LOCAUX AU SECTEUR DOMESTIQUE ET AGRICOLE
IMPACT SUR LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE DE CET USAGE À LA POINTE DES HIVERS 2006-2007 ET 2016-2017 (EN MW)

	Hiver 2006-07	*Hiver 2016-17*
Changement de la répartition mensuelle des degrés-jours	420	455
dont		
Température de référence de 16°C p/r à 18°C	545	593
Pondération 75% Montréal + 25% Québec p/r à 100% Montréal	-125	-138

L'augmentation des besoins de chauffage domestique et agricole à la pointe d'hiver résultant du changement de répartition mensuelle des besoins annuels de chauffage a peu d'incidence sur la prévision de la pointe d'hiver totale des

besoins du Distributeur (-26 MW à l'hiver 2016-2017), tel que le présente le tableau 2E-10. En effet, le tableau montre que l'augmentation de 455 MW de la prévision du chauffage domestique et agricole à la pointe de l'hiver 2016-2017 s'accompagne d'une baisse de 481 MW de la composante « Autres usages ».

La baisse des besoins prévus pour la composante « Autres usages » s'explique par la diminution des besoins estimés pour cet usage pour les années historiques. En effet, pour une année historique donnée, les besoins totaux sont fixes alors que ceux attribués à la composante « Autres usages » sont établis par différence entre les besoins totaux et la somme des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (chauffage, industriel, etc.) Par exemple, tel que le montre le tableau 2E-10, le fait d'augmenter de 420 MW l'estimation des besoins de chauffage domestique et agricole pour la pointe d'hiver 2006-2007 diminue automatiquement de 420 MW l'estimation des besoins attribués à la composante « Autres usages » pour cette même pointe d'hiver.

TABLEAU 2E-10
CHANGEMENT DE RÉPARTITION MENSUELLE DU CHAUFFAGE DES LOCAUX DOMESTIQUE ET AGRICOLE
IMPACT SUR LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE DES HIVERS 2006-2007 ET 2016-2017 (EN MW)

	2006-2007	2016-2017
Chauffage domestique et agricole		
Plan d'approvisionnement 2008-2017[1]	10 337	11 192
Plan d'approvisionnement 2008-2017 avec DJ base 18°C[2] pour chauffage D&A	9 917	10 737
Écart	420	455
Chauffage général et institutionnel[3]		
Plan d'approvisionnement 2008-2017	3 260	3 081
Eau chaude domestique et agricole[3]		
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 556	1 742
Industriel - PME[3]		
Plan d'approvisionnement 2008-2017	1 471	1 569
Industriel - Grandes entreprises[3]		
Plan d'approvisionnement 2008-2017	7 785	8 640
Autres usages		
Plan d'approvisionnement 2008-2017[1]	10 691	12 457
Plan d'approvisionnement 2008-2017 avec DJ base 18°C[2] pour chauffage D&A	11 111	12 938
Écart	-420	-481
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR ***(besoins visés par le Plan)***		
Plan d'approvisionnement 2008-2017[1]	**35 100**	**38 681**
Plan d'approvisionnement 2008-2017 avec DJ base 18°C[2] pour chauffage D&A	**35 100**	**38 707**
Écart	**0**	**-26**

[1] La prévision retenue dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017 pour le chauffage domestique et agricole s'appuie sur des degrés-jours normaux avec une température de référence de 16°C (pondération 75% Montréal et 25% Québec).

[2] Les degrés-jours (DJ) normaux avec une température de référence de 18°C sont basés uniquement sur les températures observées à Montréal.

[3] Le choix de la température de référence pour calculer les degrés-jours normaux servant à répartir les besoins annuels de chauffage au secteur Domestique et agricole n'affecte pas la prévision des besoins en puissance de cet usage spécifique.

ANNEXE 3A

CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS EN MODE D'IMPORTATION ET D'EXPORTATION

1 CAPACITÉ EN IMPORTATION

La capacité d'importation constitue un enjeu important pour la fiabilité des approvisionnements du Distributeur. Elle lui permet de rencontrer les niveaux de besoins plus élevés que ceux prévus dans un scénario moyen à conditions climatiques normales. Bien que les surplus actuels du Distributeur créent moins de pression au chapitre des importations, le retour à une situation d'équilibre nécessitera, de la part du Distributeur, un suivi de la capacité d'importation et des implications pour la fiabilité des approvisionnements. Dans cette optique, la situation analysée est celle prévue à partir de 2010, après l'entrée en service de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario.

1.1 Principaux changements depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2005-2014

Les principaux changements survenus ou à prévoir sur l'horizon du Plan 2008-2017 sont les suivants :

- la création d'un chemin d'accès permettant d'importer 100 MW à partir de Dennison dans l'état de New York, en passant par le réseau de CRT ;
- la mise en place de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario ;
- la charge de papier Masson sera transférée de Brookfield vers Hydro-Québec Distribution le 1er janvier 2009, procurant ainsi à Brookfield davantage de flexibilité pour répondre aux appels d'offres (incluant les appels sous dispense) d'Hydro-Québec Distribution ;
- la mise hors service du poste Monroe par National Grid (propriétaire de l'équipement) ; en période de forte demande, la ligne à courant continu entre Radisson et Nicolet est utilisée pour acheminer la puissance du

complexe La Grande vers les centres de consommation; la portion de la ligne entre le poste Des Cantons et le poste Monroe (la phase 1 de l'interconnexion) pouvait être utilisée pour importer 690 MW; le démantèlement du poste Monroe, en mars 2007, soustrait cette possibilité; une solution de rechange est à l'étude et consisterait à assurer le fonctionnement des postes Des Cantons (phase 1 – basé sur la technologie GE 1986) et Sandy Pond (Phase 2 – basé sur la technologie ABB 1990).

1.2 Capacités nominales des interconnexions

En 2007, la capacité maximale des interconnexions est affichée sur le système OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie. En mode importation, elle s'élève actuellement à 4 610 MW en hiver. Les ajouts et changements prévus d'ici 2010 porteront la capacité maximale hivernale à 5 960 MW. En été, cette capacité doit être réduite à 5 620 MW pour tenir compte des limites thermiques plus contraignantes (voir au tableau 3A-1).

TABLEAU 3A-1
CAPACITÉS NOMINALES D'IMPORTATION AU QUÉBEC (MW)
ÉTAT DE LA SITUATION PRÉVUE EN 2010

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité maximale prévue	
	hiver	été
Nouveau-Brunswick – (NB)	785	725
Nouvelle-Angleterre – Derby (DER)	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	170
Nouvelle-Angleterre – Radission-Sandy-Pond (NE)	1 700	1 500
New York – CRT (CRT)	100	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	400
Ontario – Chat-Falls (Q4C)	140	130
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	110
Ontario – Nouvelle interconnexion	1 250	1 250
Brookfield – (MATI + MAFA)	235	235
TOTAL	**5 960**	**5 620**

1.3 Contraintes d'utilisation des interconnexions

Les capacités sur lesquelles Hydro-Québec Distribution peut compter pour satisfaire ses besoins, en cas de demande plus forte que prévu, sont limitées par :

- les différents facteurs de nature technique, qui surviennent sur le réseau de TransÉnergie et dans les zones de contrôle d'où proviendraient les approvisionnements ;
- les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de passage « wheel-through » et qui sont gérées par le système OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie ;

- la disponibilité effective des équipements de production dans les zones de contrôle d'où les approvisionnements proviendront; ce dernier aspect sera toutefois abordé dans la section 1.4 consacrée aux contraintes de marché.

Les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation de chacune des interconnexions sont :

- Nouveau-Brunswick
  - La mise en service des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir des interconnexions du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur celle de Eel River (350 MW), lorsque les parcs éoliens produisent à pleine capacité. Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion.
- Nouvelle-Angleterre
  - L'importation de quantités substantielles n'est possible que par l'interconnexion à courant continu (NE) reliant le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie au poste Sandy Pond. Les deux autres interconnexions ne donnent pas accès à des zones où la puissance installée peut transiter jusqu'au Québec.
  - La capacité d'importation de l'interconnexion NE, affichée à 1700 MW sur OASIS, n'est actuellement pas disponible lorsque le poste de Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. C'est une configuration fréquente durant les heures de pointe d'hiver. La remise en service de la phase 1 de cette interconnexion, en utilisant le poste Sandy Pond au Massachusetts comme lieu d'injection et le poste Des Cantons comme lieu de retrait est actuellement à l'étude. Cette configuration permettrait d'importer 690 MW en cas de force majeure à partir de cette

interconnexion. Toutefois, cette solution ne permettrait pas d'utiliser cette capacité pour réaliser des transactions commerciales.

- L'utilisation de l'interconnexion NE est assujettie à l'achat de droits de passage fermes auprès des détenteurs de droits de passage sur la portion américaine de la ligne.
- L'utilisation de cette interconnexion est en plus assujettie à un minimum technique de 105 MW par phase, ce qui entraîne des problématiques additionnelles à gérer lors des appels d'offres et restreint la possibilité d'importer de faibles quantités.
- Il faut compter une période d'entretien d'un mois par an, habituellement entre mai et septembre.

- New York
  - D'ici la fin du premier trimestre 2008, la modification des règles commerciales par le NYISO au point Dennison permettra d'importer 100 MW vers le Québec, via le transformateur à fréquence variable du poste Langlois et les lignes de Cedar Rapids Transmission (CRT).
  - Pour l'interconnexion de Châteauguay, il faut compter une période d'entretien d'un mois par an, entre mai et septembre. Pour l'interconnexion de CRT, il faut compter une période d'entretien de deux semaines par année.
- Ontario
  - Une nouvelle interconnexion sera mise en service en mai 2009. Sa capacité s'élèvera à 1250 MW en réception.
  - La capacité d'importation à partir des autres interconnexions est limitée, puisqu'elle nécessite que des groupes complets des centrales de OPG (Ontario Power Generation Inc.) soient détachées du réseau

Ontarien pour être rattachés au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. Souvent, un nombre limité de groupes peut être détaché sans que les transactions soient interrompues par le IESO de l'Ontario, puisque leur participation au soutien local de tension en Ontario est requise. Seule une puissance de 280 MW, disponible à partir de l'interconnexion de Beauharnois – alimentée par la centrale de Saunders de OPG – a été retenue. Selon l'expérience acquise, la probabilité d'interruption d'une transaction limitée à 280 MW à Beauharnois est suffisamment faible pour qu'elle soit considérée comme acceptable par le Distributeur.

- Des demandes de service de transport ferme à long terme, totalisant 500 MW, utilisant la nouvelle interconnexion avec l'Ontario comme point d'injection, ont été adressées à Hydro-Québec TransÉnergie par des tiers via le système OASIS. Ces demandes risquent d'entraîner une réduction de la capacité disponible au Distributeur, pour assurer la fiabilité de ses approvisionnements. La capacité de la ligne disponible au Distributeur a donc été réduite en conséquence.

- Réseau de Brookfield

  - La capacité de production installée sur le réseau de Brookfield est limitée à 235 MW et sous le contrôle d'un seul producteur. Il s'agit de centrales hydroélectriques dont le F.U. est limité par les apports en eau. Il est donc possible de présumer la disponibilité d'une puissance moyenne de 140 MW. La majorité de cette capacité de production est actuellement mobilisée pour l'alimentation d'un client qui ne fait pas partie de la charge du Distributeur. Par contre, ce dernier lui sera vraisemblablement transféré dorénavant d'ici 2010. Ainsi, l'électricité actuellement fournie par Brookfield audit client sera disponible pour revente sur les marchés.

Les remarques qui précèdent permettent d'établir les capacités d'interconnexion sur lesquelles le Distributeur peut compter pour faire face à l'aléa sur les besoins en électricité.

TABLEAU 3A-2
CAPACITÉ D'IMPORTATION UTILISÉE
POUR ÉTABLIR LA CONTRIBUTION DE CHAQUE MARCHÉ (MW)
ÉTAT DE LA SITUATION PRÉVUE EN 2010

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée en période d'hiver		Capacité considérée en période d'été	
	Pointe	Hors-pointe	Pointe	Hors-pointe
Nouveau-Brunswick – (NB)	435	435	435	435
Nouvelle-Angleterre – Derby (DER)	0	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radission-Sandy-Pond (NE)	0	1 700	1 200	1 200
New York – CRT (CRT)	100	100	100	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280	280	280	280
Ontario – Chat-Falls (Q4C)	0	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0	0	0	0
Ontario – Nouvelle interconnexion	750	750	750	750
Brookfield – (MATI + MAFA)	140	140	140	140
TOTAL	**2 705**	**4 405**	**3 905**	**3 905**

1.4 Contraintes de marché

Les contraintes affectant la disponibilité de production sur chaque marché doivent finalement être considérées afin d'établir la quantité maximale d'importations d'énergie sur laquelle le Distributeur peut compter.

- Nouveau-Brunswick
  - Un seul producteur est actif sur le réseau du Nouveau-Brunswick.
  - Le marché fait face à un équilibre interne serré en raison de la croissance de la consommation et de l'enjeu sur la pérennité de la centrale nucléaire Pointe Lepreau.

- La pointe d'hiver sur le réseau du Nouveau-Brunswick est coïncidente avec celle du réseau québécois, ce qui réduit le facteur d'utilisation potentiel de ce marché à 20 %, lors des heures de pointe en hiver.

- Nouvelle-Angleterre
  - En raison de la pointe de consommation du marché, particulièrement dans l'agglomération urbaine de Boston, le facteur d'utilisation maximal envisageable en période de pointe pour importation vers le Québec est de 20 % en été et 50% en hiver. Par ailleurs, les limitations hivernales peuvent également être reliées à la disponibilité de gaz naturel pour assurer le fonctionnement des centrales à turbines à gaz.

- New York
  - En raison de la pointe de consommation du marché, le facteur d'utilisation maximal envisageable en période de pointe pour importation vers le Québec est de 20 % en été.

- Ontario
  - Les interconnexions autres que la nouvelle interconnexion à courant continu sont uniquement reliées à des centrales appartenant à un seul producteur.
  - La pointe d'hiver sur le réseau ontarien est sensiblement équivalente à la pointe d'été.
  - Les règles du marché ontarien permettent, en tout temps, au Ontario IESO, de rapatrier la production d'électricité, pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'alimentation de la charge locale. Cette action peut amener le IESO à interrompre une transaction ferme entre un producteur ontarien et un client à l'extérieur de sa zone de contrôle.

- L'Ontario s'engage à remplacer ses centrales au charbon d'ici 2015. À cet effet, elle entend déployer une série de moyens, incluant la construction de nouvelles centrales au gaz naturel. L'Ontario compte également sur les réseaux voisins pour accroître la flexibilité de ses approvisionnements.

- Réseau de Brookfield

  - La capacité de production installée sur le réseau de Brookfield demeure sous le contrôle d'un seul producteur et ce dernier peut, à tout moment, décider d'en engager une portion significative envers un tiers (l'exporter en Ontario par exemple). Le facteur d'utilisation maximal en pointe est donc fixé à 50 %.

Ainsi, à partir de l'information précédente, les limites d'importation suivantes peuvent être établies.

TABLEAU 3A-3
CAPACITÉ D'IMPORTATION UTILISÉE
POUR ÉTABLIR LA CONTRIBUTION DE CHAQUE MARCHÉ (MW)
ÉTAT DE LA SITUATION PRÉVUE EN 2010

Nombre d'heures annuelles	Pointe hiver 2432		Hors-pointe hiver 2656		Pointe été 1744		Hors-pointe été 1928	
	F.U.	TWh	F.U.	TWh	F.U.	TWh	F.U.	TWh
Nouveau-Brunswick	20%	0,2	80%	0,9	80%	0,6	80%	0,7
Nouvelle-Angleterre	50%	0,0	80%	3,6	20%	0,4	80%	1,9
New York	80%	2,1	80%	2,3	20%	0,4	80%	1,7
Ontario	20%	0,5	80%	2,2	20%	0,4	80%	1,6
Brookfield	50%	0,2	80%	0,3	50%	0,1	80%	0,2
Total		**3,0**		**9,4**		**1,9**		**6,0**

1.5 Capacité totale d'importation

Considérant les limitations et additions énoncées, le Distributeur estime la capacité annuelle d'importation d'énergie à 20,3 TWh (3,0 + 9,4 + 1,9 + 6,0), dont 4,9 TWh (3,0 +1,9) en période de pointe.

Par ailleurs, il est nécessaire de prendre en considération que le Distributeur doit importer l'énergie au moment même où les besoins se manifestent. Or, la grande capacité d'importation concentrée hors-pointe n'est pas très utile dans ce contexte. Ainsi, la nécessité d'assurer la coïncidence entre les importations et les besoins amène le Distributeur à limiter la contribution du marché hors-pointe à l'équivalent de celle du marché en pointe. Il apparaît donc raisonnable de compter sur 10 TWh, plutôt que sur 20,3.

En plus, il faut considérer que le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie est ouvert à d'autres utilisateurs susceptibles de réserver un service de transport ferme pour transiter l'électricité à travers le Québec. Hydro-Québec Production pourrait également, en cas de faible hydraulicité, compter sur une partie de la capacité d'importation pour garantir le volume d'électricité patrimoniale. Finalement, si un scénario fort de la demande se produisait au Québec, il est possible que la conjoncture suive la même tendance dans les marchés limitrophes. Moins de production serait alors disponible.

Cela étant, le Distributeur propose, pour des fins de planification, de maintenir la dépendance envers les marchés de court terme hors-Québec à 5 TWh par année.

2 CAPACITÉ EN EXPORTATION

2.1 Capacités nominales des interconnexions

La capacité nominale des interconnexions de TransÉnergie, telle qu'affichée sur son site OASIS, est celle qui figure au tableau 3A-4.

TABLEAU 3A-4
CAPACITÉ D'EXPORTATION (MW)
ÉTAT DE LA SITUATION ACTUELLE ET PRÉVUE EN 2010

Marché – Nom de l'interconnexion [1]	Capacité maximale actuelle		Capacité maximale prévue en 2010	
	hiver	été	hiver	été
Nouveau-Brunswick – (NB)	1200	1100	1200	1100
Nouvelle-Angleterre – Derby (DER)	80	80	80	80
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	225	225	225	225
Nouvelle-Angleterre – Radission-Sandy-Pond (NE)	2 000	2 000	2 000	2 000
New York – Cornwall CRT (CRT)	325	325	325	325
New York – Châteauguay (MASS) [2]	1 800	1 800	1 800	1 800
Ontario – Beauharnois (LAW) [2]	800	800	800	800
Ontario – Dymond (DYMO)	85	85	85	85
Ontario – Chenaux (CHNO)	65	65	65	65
Ontario – Paugan (P33C)	345	316	345	316
Ontario – Nouvelle interconnexion	0	0	1 250	1 250
TOTAL	**6 925**	**6 796**	**8 175**	**8 046**

(1) Les interconnexions « Kipawa » et « Chat Falls » ne permettent pas d'exporter puisqu'elles permettent uniquement un raccordement radial des groupes des certaines centrales d'OPG au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. Il en est de même avec les interconnexions du réseau de Brookfield

(2) La capacité en exportation simultanée des 2 interconnexions marquées par « * » est moindre que la somme de leur capacité individuelle puisque, dans les deux cas, les mêmes groupes de la centrale Beauharnois doivent être détachés du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie

2.2 Contraintes techniques et de marché

Les capacités d'exportation sont limitées par :

- certaines contraintes techniques reliées à l'exploitation des réseaux voisins limitant la capacité de réception de ces derniers ;
- la disponibilité des interconnexions de TransÉnergie, notamment en période de pointe l'hiver ;
- la configuration requise pour utiliser certaines interconnexions, nécessitant le rattachement de centrales appartenant à Hydro-Québec Production sur les réseaux voisins et la conclusion d'accords spéciaux à cet égard; ainsi, la capacité affichée de ces interconnexions ne peut être utilisée pour avoir directement accès à un marché concurrentiel ;
- certains réseaux n'ont pas la robustesse suffisante pour absorber les quantités de production correspondant à la capacité des interconnexions.

Ainsi, les différentes contraintes techniques à considérer dans l'évaluation de la capacité d'exportation de chacune des interconnexions sont :

- Nouveau-Brunswick
  - La capacité de réception du réseau du Nouveau-Brunswick est limitée par la taille du marché et la possibilité d'atteindre le réseau du Maine en passant par celui du Nouveau-Brunswick et celui du transporteur MEPCO est très aléatoire, compte tenu des différentes coupures de service susceptibles de survenir. De plus, lorsque le service est coupé sur MEPCO, le transport au Nouveau-Brunswick doit tout de même être payé, ce qui constitue un risque additionnel à utiliser ce chemin pour exporter en Nouvelle-Angleterre.
- Nouvelle-Angleterre

- La capacité ferme des interconnexions Highgate et Derby est réservée par Hydro-Québec Production pour rencontrer ses obligations à l'égard de contrats de long terme.
- L'interconnexion à courant continu NE ne peut être utilisée à plus de 1400 MW durant la majorité des heures de l'année, compte tenu des limites de transport imposées par les réseaux voisins;
- La capacité totale de l'interconnexion NE est prioritairement utilisée pour l'alimentation de la charge locale. La capacité ferme disponible dépend donc du niveau de la charge locale. Ainsi, durant les heures de pointe d'hiver, le poste Nicolet est souvent requis pour acheminer la production des centrales du nord du Québec.
- L'utilisation de l'interconnexion NE est assujettie à un minimum technique de 105 MW par phase, qui entraîne des problématiques additionnelles à gérer lors des appels d'offres et restreint la possibilité de revendre de faibles quantités de surplus.
- L'utilisation de l'interconnexion NE requiert en plus l'achat de droits de passage sur la portion américaine de la ligne.

- New York
  - Compte tenu des limites de transport imposées par les réseaux voisins, l'interconnexion de Châteauguay ne peut généralement être utilisée à plus de 1 500 MW, dont 300 MW doivent obligatoirement ressortir de l'état de New York pour être acheminée vers une autre zone de contrôle, comme la Nouvelle-Angleterre ou la zone formée par les états de la Pennsylvanie, du New Jersey et du Maryland. En plus, l'exportation d'une puissance supérieure à celle du convertisseur de Châteauguay de 1 000 MW, requiert obligatoirement l'accord d'Hydro-

Québec Production puisqu'elle nécessite le détachement de groupes de la centrale de Beauharnois.

- D'ici la fin du premier trimestre 2008, la modification des règles commerciales par le NYISO au point Dennison permettra au Distributeur d'utiliser le transformateur à fréquence variable et l'interconnexion CRT pour exporter 100 MW. L'exportation d'une puissance supérieure, requiert obligatoirement le détachement de groupes de la centrale de Les Cèdres ou Beauharnois, donc l'accord d'Hydro-Québec Production.

- Ontario
  - À l'exception de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW, toutes les interconnexions actuelles requièrent l'accord d'Hydro-Québec Production puisqu'elle nécessite le détachement de groupes de ses centrales.

Les remarques qui précèdent permettent d'établir les capacités d'exportation qui suivent.

TABLEAU 3A-5
CAPACITÉ D'EXPORTATION DANS CHAQUE MARCHÉ (MW)
APRÈS CONSIDÉRATION DES CONTRAINTES TECHNIQUES
ÉTAT DE LA SITUATION ACTUELLE ET PRÉVUE EN 2010

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité maximale actuelle		Capacité maximale prévue en 2010	
	hiver	été	hiver	été
Nouveau-Brunswick – (NB)	1200	1100	1200	1100
Nouvelle-Angleterre – Derby (DER)	0	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radission-Sandy-Pond (NE)	1400	1400	1400	1400
New York – Cornwall CRT (CRT)	100	100	100	100
New York – Châteauguay (MASS)	1000	1000	1000	1000
Ontario – Beauharnois (LAW)*	0	0	0	0
Ontario – Dymond (DYMO)*	0	0	0	0
Ontario – Chenaux (CHNO)*	0	0	0	0
Ontario – Paugan (P33C)*	0	0	0	0
Ontario – Nouvelle interconnexion	0	0	1 250	1 250
TOTAL	**3 700**	**3 600**	**4 950**	**4 850**

* Interconnexions nécessitant le rattachement de centrales appartenant à HQP sur les réseaux voisins

Finalement, le Distributeur constate que des réservations fermes sont effectuées sur certaines interconnexions. En plus, plusieurs demandes d'études d'impact sont actuellement en cours et pourraient mener à la réservation d'importantes capacités de transit additionnelles. Ainsi, les capacités de transit ferme disponibles vers l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre et New York pourraient être considérablement réduites, lors des années à venir.

ANNEXE 3B

RÉPONSES AUX DEMANDES DE LA RÉGIESUR LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE POUR ÉVALUER LA FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

Réponses aux demandes de la Régie de l'énergie (D-2005-178)

En réponse à la demande de la Régie de l'énergie au sujet du critère de fiabilité énergétique d'Hydro-Québec Production ("HQP"), le présent document est déposé afin de démontrer la validité du critère de fiabilité énergétique applicable aux approvisionnements fournis par HQP à Hydro-Québec Distribution ("HQD").

A. La méthodologie et les résultats de la conversion des apports naturels d'eau sur les différentes rivières en apports énergétiques annuels par centrale

L'estimé de la quantité d'énergie associée aux apports naturels d'eau à une centrale pour une année est déterminé en faisant le produit de la moyenne des volumes annuels des apports naturels d'eau à la centrale par le facteur de production moyen et constant ("FPMC") de la centrale.

La moyenne des volumes annuels des apports naturels d'eau est obtenue en divisant la somme des volumes annuels de la chronique des apports naturels d'eau pour une centrale par le nombre d'années de la chronique. La chronique des apports naturels d'eau utilisée par HQP pour établir la capacité de production des centrales commence en 1943. Les observations faites année après année viennent s'ajouter à la chronique, c'est pourquoi la moyenne des volumes annuels des apports naturels d'eau est recalculée une fois par année.

La valeur du FPMC est établie différemment selon le type de centrales, soit pour les centrales au fil de l'eau, les centrales à réservoir et les nouvelles centrales.

1. Détermination du FPMC d'une centrale au fil de l'eau

1.1. Le rendement énergétique annuel (MWh/hm³) d'une centrale au fil de l'eau est calculé en divisant la quantité annuelle d'énergie produite par le volume annuel d'eau turbinée à la centrale.

1.2. Le FPMC d'une centrale au fil de l'eau est établi en faisant la moyenne des rendements énergétiques annuels d'au moins quatre années de conditions d'exploitation représentatives, à titre d'exemple sans indisponibilités prolongées ou remplacement de roue.

2. Détermination du FPMC d'une centrale à réservoir

2.1. Pour les centrales[1] adossées à un réservoir, les variations du niveau amont au cours d'une année et, par conséquent, les variations du rendement énergétique peuvent être importantes.

2.2. Afin d'établir la relation entre le niveau amont et le rendement énergétique d'une centrale adossée à un réservoir, nous avons constitué un échantillon de valeurs mensuelles du rendement énergétique et du niveau amont de la centrale pour des conditions d'exploitation représentatives. Cet échantillon sert à calculer, par régression, la relation linéaire entre le niveau amont et le rendement énergétique.

2.3. À l'aide de l'équation de la droite de régression établie en 2.2., nous calculons le FPMC pour le niveau amont de référence. Ce niveau amont de référence est le niveau amont moyen des eaux du réservoir durant l'année.

[1] Outardes-4, Bersimis-1, Brisay, Laforge-1, La Grande-4, La Grande-3, Robert-Bourassa/La Grande-2A, Manic-5/Manic-5PA

1

Réponses aux demandes de la Régie de l'énergie (D-2005-178)

3. Détermination du FPMC d'une nouvelle centrale

3.1. La quantité moyenne d'énergie produite établie par simulations lors des études de projet est divisée par le volume moyen des apports naturels d'eau pour donner le FPMC.

3.2. Le FPMC est révisé sur la base d'un échantillon de données accumulées sur au moins quatre années en conditions d'exploitation représentatives.

Les résultats de la conversion du volume annuel des apports naturels d'eau en apports énergétiques annuels par centrale ont été déposés à la Régie (voir dossier R-3526-2004, pièce HQP-1, document 1, page 18[2]). Ces valeurs n'ont pas été modifiées depuis le dépôt mise à part les ajouts de centrales et les remplacements de roues puisque les observations faites depuis 2004 ne diffèrent pas significativement des valeurs publiées.

B. La méthodologie permettant d'établir les écarts d'apports énergétiques depuis 1943

La multiplication des FPMC des centrales du parc de production actuel par le volume des apports naturels d'eau pour chacune des années de la chronique de 1943-2006 permet de déterminer les apports énergétiques annuels historiques. Les écarts annuels d'apports énergétiques représentent la différence entre les apports énergétiques calculés pour une année donnée et la moyenne des apports énergétiques annuels de la chronique 1943-2006.

C. La capacité maximale des stocks énergétiques répartie entre les principaux réservoirs

La capacité ou stock maximal de chaque réservoir représente le volume d'eau compris entre le niveau minimal et le niveau maximal d'exploitation du réservoir multiplié par la somme des FPMC de toutes les centrales en aval. La capacité maximale des principaux réservoirs est donnée dans le tableau suivant.

[2] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/RepDemInfo3526/RepDemInfo_HQP_20fev04.pdf

Réponses aux demandes de la Régie de l'énergie (D-2005-178)

STOCKS MAXIMAUX DES GRANDS RÉSERVOIRS

Réservoirs	Stock Maximal TWh
St-Maurice	
Gouin	5
Lac Cassé	6
Outardes-4	9
Sainte-Marguerite-3	3
Manicouagan	
Manic-5	31
La Grande	
Caniapiscau (Brisay)	48
Laforge-1	6
La Grande-4	6
La Grande-3	16
Robert-Bourassa	8
Churchill Falls	26
Stock maximal des grands réservoirs – janvier 2005	**164**
Stock maximal des autres réservoirs – janvier 2005	**8**
Stock maximal de tous les réservoirs – janvier 2005 (Réf. : Dossier R-3526-2004, pièce HQP-3, document 1, page 13, 14[3])	**172**
Ajouts 2005-2006	
Toulnustouc (Augmentation du stock maximal du Lac Ste-Anne)	1
Eastmain 1	2
Stock maximal de tous les réservoirs – janvier 2007	**175**

[3] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/RepHQ_DemRensRegie/HQP-3-Doc-1_3526_RepHQP-DemRens-1Regie_19mars04.pdf

1

Réponses aux demandes de la Régie de l'énergie (D-2005-178)

D. La méthodologie et les données permettant d'établir des déficits annuels et cumulatifs, sur un, deux et quatre ans, des apports énergétiques globaux correspondant à une probabilité d'occurrence de 2%

Les données utilisées et les résultats des calculs ont été présentés à la Régie (dossier R-3526-2004, pièce HQP-1, document 1, page 16 et pièce HQP-3, Document 1, page 28, respectivement).

La méthodologie pour établir les déficits annuels et cumulés repose sur 500 000 tirages aléatoires effectués selon la méthode Monte-Carlo, dans une distribution possédant les mêmes caractéristiques, incluant le facteur de corrélation sur deux années consécutives, que l'échantillon des écarts annuels d'apports énergétiques de la chronique 1943-2006.

L'ensemble des 500 000 tirages sert à estimer les déficits annuels ayant moins de 2 % de probabilité d'occurrence. La population constituée par les sommes de deux tirages consécutifs sert à estimer les déficits cumulés sur deux ans ayant moins de 2 % de probabilité d'occurrence. Suivant la même méthode, la population constituée par les sommes de quatre tirages consécutifs sert à estimer les déficits cumulés sur quatre ans ayant moins de 2 % de probabilité d'occurrence.

Ces déficits cumulés sont prudents et comparables aux résultats obtenus par les différents modèles statistiques utilisés par les experts mandatés par Hydro-Québec ("HQ") et dont les rapports[4] ont été déposés à la Régie de l'énergie le 21 novembre 2005 dans le cadre de ce dossier.

E. Les moyens de protection envisagés contre des déficits annuels et cumulatifs des apports énergétiques

Les moyens de protection contre des déficits d'apports énergétiques sont la marge de manœuvre, le stock énergétique et les moyens exceptionnels.

La production énergétique moyenne des ressources d'HQP dépasse les engagements fermes de plus de 10 TWh (Plan stratégique 2006-2010, page 16). Cette production disponible non engagée constitue la marge de manœuvre qui peut servir à pallier un déficit d'apports énergétiques.

Le stock énergétique peut être utilisé pour suppléer à des apports hydrauliques inférieurs à la moyenne historique. Le stock énergétique de chaque réservoir représente le volume d'eau au-dessus du niveau minimal d'exploitation multiplié par la somme des FPMC de toutes les centrales en aval. En mai, août et novembre de chaque année, HQP soumet l'évaluation du stock énergétique de l'ensemble des réservoirs dans le cadre des rapports sur "L'état des réserves et de la fiabilité énergétique" déposés à la Régie par HQD.

Outre l'utilisation de la marge de manœuvre et du stock énergétique, HQP peut également recourir à certains moyens exceptionnels. La production de la centrale thermique de Tracy peut servir à satisfaire une partie des engagements en énergie de HQP. HQP peut également recourir à des achats à court et moyen termes sur les marchés externes. La capacité d'importation est toutefois limitée par la disponibilité du service de transport sur les interconnexions, les stratégies d'approvisionnement d'HQD et par l'offre d'énergie excédentaire des marchés externes.

---

[4] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/CriteresFiabilite/HQ_SuiviD-2005-178_Etudes_21nov05.pdf

1

Réponses aux demandes de la Régie de l'énergie (D-2005-178)

F. Les raisons du choix de la probabilité d'occurrence de 2 %

Au début des années 1990, HQ a établi le critère de fiabilité énergétique dont le rapport "Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie" est disponible sur le site de la Régie[5]. L'article « 3.3.4.-Gestion des moyens de réserve énergétique à court terme » à la page 27 de 31 du rapport précise le choix du critère de gestion à court terme des moyens de réserve énergétique :

> « Selon les hypothèses utilisées actuellement, la gestion à court terme des moyens de réserve énergétique vise à enclencher les moyens exceptionnels de façon à pouvoir faire face aux combinaisons des aléas hydrauliques et de la demande dont la probabilité est d'au moins 2 %. Ce mode de gestion est compatible avec celui pris en compte lors de la planification du programme d'équipement en vue de maintenir le niveau de fiabilité énergétique de 0,35 térawattheure par an. »

HQ considère que ce critère est adéquat pour assurer la fiabilité énergétique de ses engagements. D'ailleurs, les experts Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt dans le rapport[6] soumis à la Régie de l'énergie en 1998 considèrent comme raisonnable et appropriée l'utilisation du critère de probabilité d'occurrence de 2 %.

Depuis la séparation entre les activités d'approvisionnement énergétique (HQD) et les activités de production (HQP), HQD planifie les approvisionnements énergétiques en tenant compte des aléas de la demande et HQP planifie l'utilisation de ses ressources en tenant compte des aléas des apports naturels d'eau. Dans ce contexte, HQP a décidé de continuer à utiliser le critère de gestion à court terme des moyens de réserve énergétique pour faire état de la fiabilité énergétique.

[5] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Audi-JUIN-3550/PiecesAUDI-Interv/RNCREQ-18_3550_16juin05.pdf

[6] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/SpecialReport_HQ_Confidential_18dec98.pdf

ANNEXE 3C

ÉTAT DES RÉSERVES ET DE LA FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

NOTE :

L'information suivante sera mise à jour sur la base des données disponibles en novembre 2007.

Hydro Québec

Le 5 septembre 2007

Thierry Vandal
Président-directeur général

Hydro-Québec
75, boulevard René-Lévesque Ouest
20e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Monsieur Jean-Paul Théorêt
Président
Régie de l'énergie
800, place Victoria
Bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi de la décision D-2005-178
Attestation de fiabilité énergétique du parc de production

Monsieur le Président,

Dans sa décision D-2005-178 du 5 octobre 2005 relative au Plan d'approvisionnement 2005-2014 d'Hydro-Québec, la Régie de l'énergie fait référence au critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par Hydro-Québec Production, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives. La Régie a demandé à Hydro-Québec Distribution de vérifier le respect de ce critère auprès de son fournisseur, de déposer et de rendre publique, en mai, août et novembre de chaque année, la démonstration de ce respect.

Ayant eu une présentation de la situation des stocks énergétiques, je suis satisfait quant au respect des critères de fiabilité en énergie applicables au volume d'électricité fourni par Hydro-Québec Production et que cette dernière dispose du stock énergétique pour livrer à Hydro-Québec Distribution le volume d'électricité engagé pour la période 2008-2009.

Les critères de fiabilité en énergie applicables au volume d'électricité concerné sont respectés, sans l'utilisation d'importations et sans recourir à une exploitation accrue de la centrale de Tracy, laquelle sera limitée aux périodes de pointe hivernale.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments distingués.

Le président-directeur général,

Thierry Vandal

p.j.

1

Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique

Critère de gestion – 2 ans à 2% de probabilité (-64 TWh) – Cycle des années 2008-09

A- Stock énergétique au 1er janvier 2008 (prévu) : 105,6 TWh

B- Stock énergétique prévu au 1er mai 2010 à hydraulicité normale en 2008/2009 : 61,1 TWh

C- Application du critère de gestion :

- cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 08 à décembre 09 : -64,0 TWh
- moyens requis : 64 TWh

D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh avant le 1er mai 2009

	2008 (>1er mai) – 2009 – 2010 (<1er mai) (TWh)
→ Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	51,1
→ Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	25,2 (9+12+5)
→ Exploitation de la Centrale de Tracy (note 1)	non requise
→ Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant)	non requises
→ Total – moyens identifiés (note 2)	76,3 TWh

Note 1 : La production de la centrale de Tracy reste limitée à la période de pointe hivernale sur l'horizon de ce scénario.

Note 2 : Les moyens identifiés (76,3 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario de faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 2 années consécutives (64 TWh).

Août 2007

1

Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique

Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2008-11

A- Stock énergétique au 1er janvier 2008 (prévu) : 105,6 TWh

B- Stock énergétique prévu au 1er mai 2012 à hydraulicité normale de 2008 à 2011 : 64,6 TWh

C- Application du critère de gestion :

- cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 08 à décembre 11 : -98,0 TWh
- moyens requis : 98 TWh

D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1er mai 2012

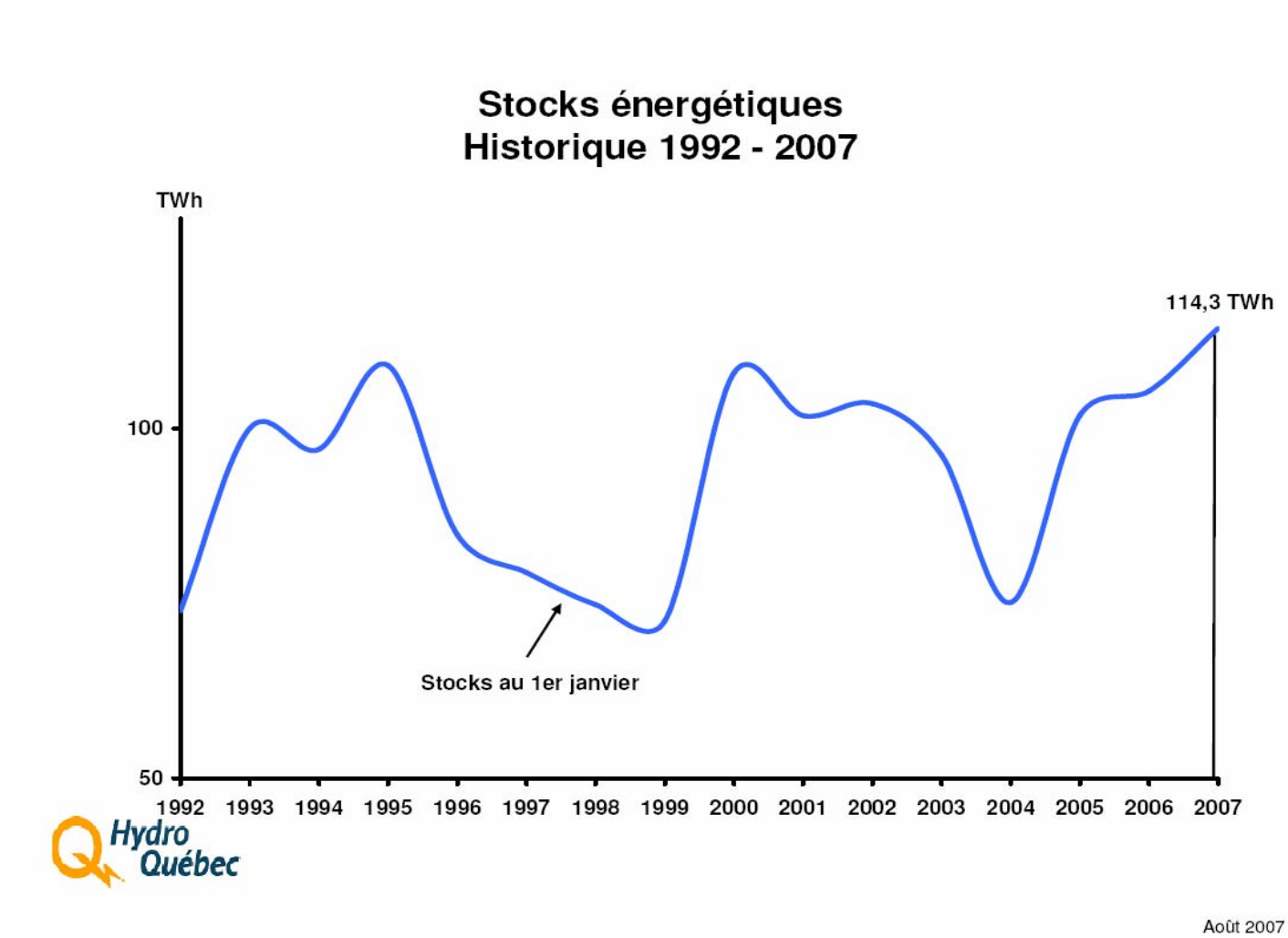
	2008 (>1er mai) – 2012 (<1er mai) (TWh)	
→ Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	54,6	
→ Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	55,2	(9+12+15+15+5)
→ Exploitation de la Centrale de Tracy (note 1)	non requise	
→ Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant)	non requises	
→ Total – moyens identifiés (note 2)	109,8 TWh	

Note 1 : La production de la centrale de Tracy reste limitée à la période de pointe hivernale sur l'horizon de ce scénario.

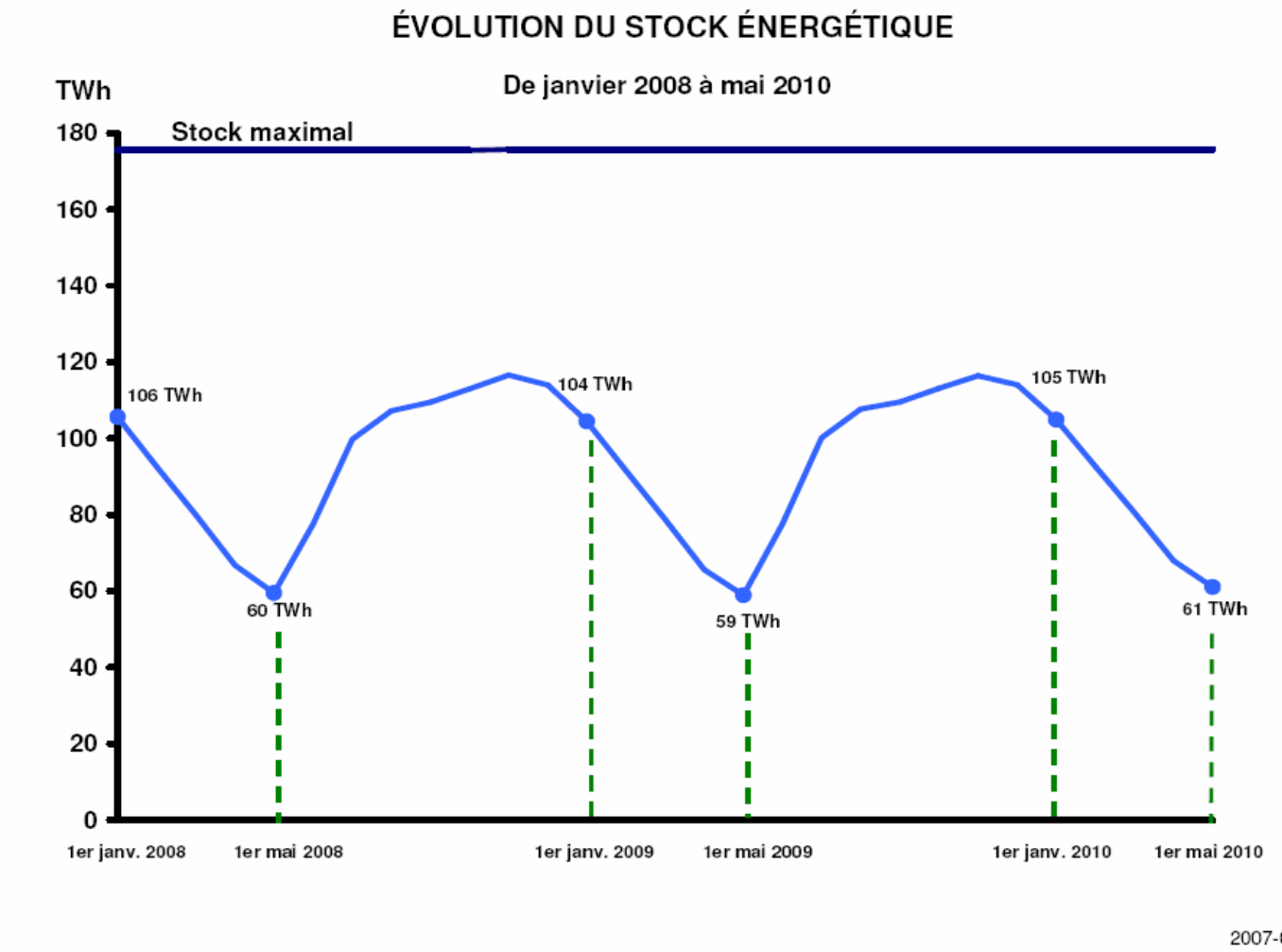
Note 2 : Les moyens identifiés (109,8 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario de faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh).

Août 2007

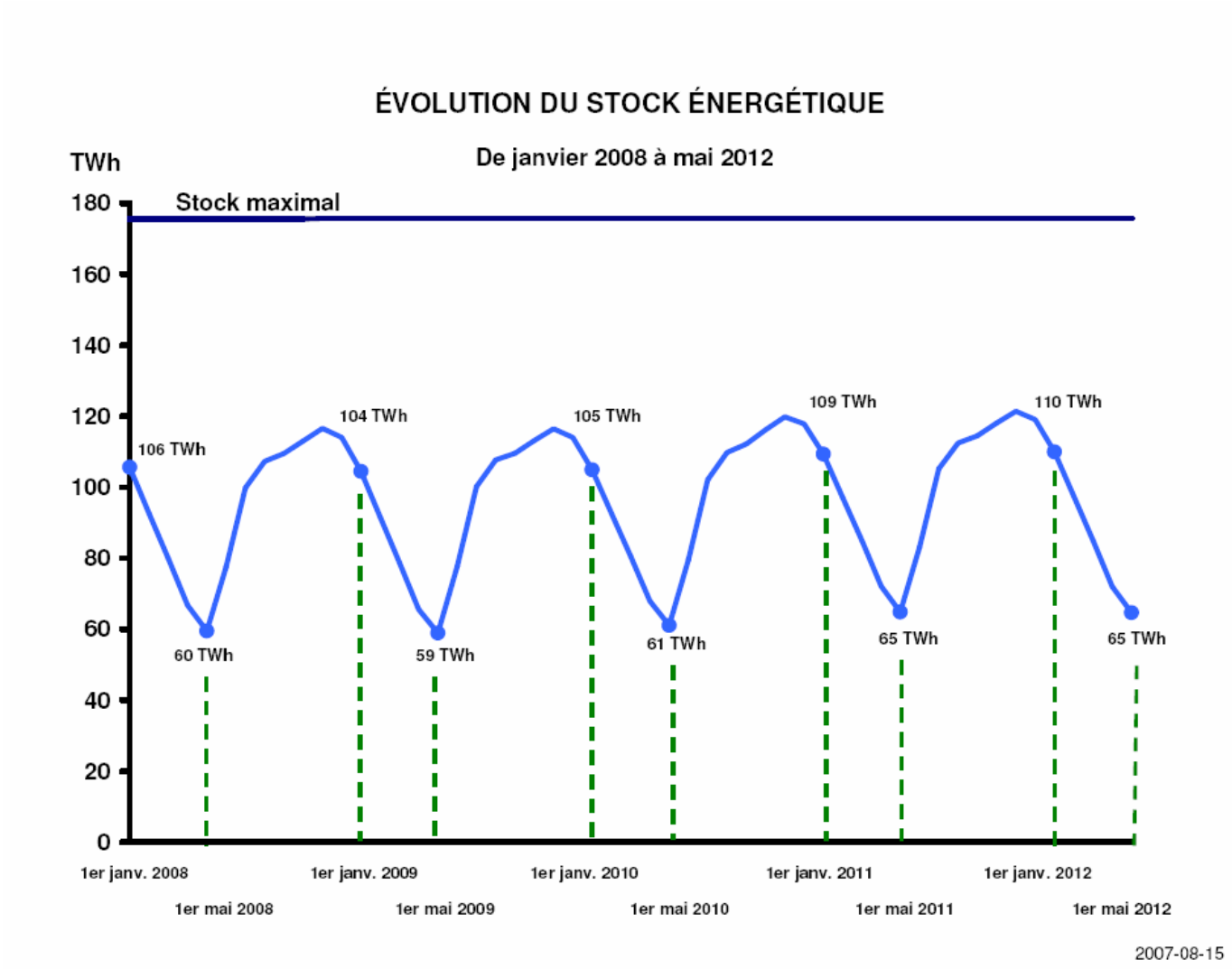
1


Stocks énergétiques
Historique 1992 - 2007
TWh
114,3 TWh
100
50
Stocks au 1er janvier
1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007
Hydro Québec
Août 2007

1


ÉVOLUTION DU STOCK ÉNERGÉTIQUE
De janvier 2008 à mai 2010
TWh
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
Stock maximal
106 TWh
60 TWh
104 TWh
59 TWh
105 TWh
61 TWh
1er janv. 2008
1er mai 2008
1er janv. 2009
1er mai 2009
1er janv. 2010
1er mai 2010
2007-08-15

1


ÉVOLUTION DU STOCK ÉNERGÉTIQUE
De janvier 2008 à mai 2012
TWh
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
Stock maximal
106 TWh
60 TWh
104 TWh
59 TWh
105 TWh
61 TWh
109 TWh
65 TWh
110 TWh
65 TWh
1er janv. 2008
1er janv. 2009
1er janv. 2010
1er janv. 2011
1er janv. 2012
1er mai 2008
1er mai 2009
1er mai 2010
1er mai 2011
1er mai 2012
2007-08-15

ANNEXE 3D
CONCILIATION DU TAUX DE RÉSERVE PRÉSENTÉ AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT AVEC CELUI PRÉSENTÉ AU NPCC POUR LA ZONE DE RÉGLAGE DU QUÉBEC

1 CONTEXTE

Dans le Guide de dépôt du Distributeur, la Régie demande de « Concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré dans le plan d'approvisionnement, établi en fonction des besoins du Distributeur et les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au NERC (North American Electric Reliability Corporation) et au NPCC Inc. (Northeast Power Coordinating Council), établis en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec. »

Le « North American Electric Reliability Corporation » (NERC) a comme mission d'améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. Ces réseaux sont divisés en huit régions. Le « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC) est mandaté pour suivre et rendre compte de la fiabilité électrique du Nord-est américain, soit l'une des huit régions. Les exercices de fiabilité en puissance réalisés pour le NPCC et le NERC ont le même objectif, soit d'évaluer si les ressources de chacune des zones de contrôle sont suffisantes pour répondre aux besoins en électricité avec une fiabilité adéquate.

Le critère de fiabilité en puissance du NPCC, consiste à maintenir la probabilité de perte de charge dans une zone de contrôle en deçà d'une fois par dix (10) ans, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année.

Le respect de ce critère est testé à l'aide de modèles stochastiques et les résultats sont mis à jour une fois par année, lors des revues triennales ou intérimaires. Ces exercices permettent de déterminer des taux de réserve qui, par la suite, font l'objet d'un suivi par le NERC. Ainsi, deux fois par année, Hydro-Québec dépose au NERC un bilan attestant que ses ressources sont suffisantes pour couvrir ses besoins prévus plus le taux de réserve prédéterminé dans le cadre des revues triennales et intérimaires du NPCC.

Ces exercices couvrent la zone de contrôle du Québec. Par ailleurs, le Distributeur effectue des exercices similaires pour ses besoins propres. Les taux de réserve en puissance considérés dans le plan d'approvisionnement sont établis en fonction du critère et des méthodes du NPCC. Le modèle utilisé et la modélisation des ressources sont les mêmes que ceux utilisés au NPCC. Pour le plan d'approvisionnement, les besoins et les ressources sont exclusivement ceux du Distributeur alors que dans les revues triennales et intérimaires du NPCC, les besoins et les ressources incluent également les engagements et les ressources d'Hydro-Québec Production.

2 DEMANDE

Demande	
Revues au NPCC - Besoins réguliers du Distributeur - Obligations d'Hydro-Québec Production en vertu d'ententes particulières avec des clients au Québec - Ventes fermes d'Hydro-Québec Production hors Québec	**Plan d'approvisionnement à la Régie** - Besoins réguliers du Distributeur

En ce qui concerne la demande, seuls les besoins réguliers du Distributeur avec ses aléas sont pris en compte dans le plan d'approvisionnement déposé à la Régie. Pour les revues au NPCC, en plus des besoins réguliers du Distributeur, il faut ajouter les exportations fermes hors-Québec et les obligations d'Hydro-Québec Production en vertu d'ententes particulières avec des clients au Québec.

3 RESSOURCES

Dans le plan d'approvisionnement, les ressources du Distributeur sont celles liées aux contrats d'approvisionnement. Dans le cas de l'électricité patrimoniale

et la réserve qui s'y rattache, les ressources utilisées à cet effet par Hydro-Québec Production, sont prises en compte soit une partie de son parc de production, de ses achats et de sa puissance interruptible.

Pour les analyses déposées au NPCC, s'ajoutent les ressources appartenant à Hydro-Québec Production et qui ne sont pas engagées par contrat pour répondre aux besoins du Distributeur. Le tableau ci-dessous montre des différences dans la prise en compte de ressources dans le plan d'approvisionnement du Distributeur et des revues au NPCC.

Ressources	
Revues au NPCC	**Plan d'approvisionnement à la Régie**
- Totalité de la puissance disponible d'Hydro-Québec Production	- Ressources rendues disponibles par Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale
- Achats hors Québec d'Hydro-Québec Production	- Contrats d'achat auprès d'Hydro-Québec Production (600 MW)
- Achats d'Hydro-Québec Production auprès de producteurs privés au Québec	- Équilibrage éolien (74 MW en 2007-2008 et 347 MW en 2012-2013)
- Puissance interruptible d'Hydro-Québec Production	
- Centrale de TransCanada Energy	- Centrale de TransCanada Energy
- Centrales à la biomasse reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution	- Centrales à la biomasse reliées aux contrats d'Hydro-Québec Distribution
- Électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution	- Électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution
- Abaissement de tension	- Abaissement de tension
- Achats de court terme d'Hydro-Québec Distribution (partage de réserve)	- Achats de court terme d'Hydro-Québec Distribution (partage de réserve)

4 DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET AU NERC

Tel que mentionné, les exercices réalisés pour le NPCC et le NERC comportent des différences quant aux méthodes utilisées. Ils comportent également certaines différences reliées à la présentation des résultats. Il existe à cet égard trois différences importantes qui distinguent les bilans déposés au NERC :

- les charges interruptibles et l'abaissement de tension ne sont pas considérés comme des ressources, mais s'inscrivent plutôt en soustraction de la demande ;
- les ventes fermes hors-Québec, au lieu de s'ajouter à la demande, s'inscrivent en réduction des ressources disponibles ;
- les réseaux autonomes sont inclus dans l'analyse.

ANNEXE 4A

SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL intervenue à Montréal, province de Québec, le 15 février 2005.

ENTRE :

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION, une division d'Hydro-Québec, personne morale dûment constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, représentée par Thierry Vandal, son président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Producteur** »)

ET :

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, une division d'Hydro-Québec, personne morale dûment constituée en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, représentée par André Boulanger, son président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Distributeur** »)

ATTENDU QU'en vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), la Société assure l'approvisionnement en *électricité patrimoniale*, tel qu'établi par la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01) ;

ATTENDU QU'en vertu du même article, le gouvernement, par le biais du décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 *Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le « ***décret*** »), a fixé les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en *électricité patrimoniale* (l'« ***électricité patrimoniale*** ») ;

ATTENDU QU'en vertu du *décret*, l'engagement annuel du Producteur relatif à l'*électricité patrimoniale* s'élève à un maximum de 178,86 TWh incluant le volume des pertes de transport et de distribution, lequel volume est fixé à un taux annuel moyen de 8,4 % du volume annuel d'*électricité patrimoniale* ;

1

ATTENDU QUE l'article 6 du *décret* prévoit que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ;

ATTENDU QUE le Producteur et le Distributeur désirent convenir de la liste des services auxquels réfère l'article 6 précité.

Les parties conviennent de ce qui suit :

1. DÉFINITIONS

Aux fins des présentes, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont le sens qui leur est attribué ci-après:

1.1 «***décret***» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.

1.2 «***électricité***» signifie la mesure de la *puissance* et de l'*énergie* fournies par des ressources pendant une période de temps définie.

1.3 «***électricité patrimoniale***» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.

1.4 «***énergie***» signifie la mesure du travail accompli par des ressources pendant une période de temps définie.

1.5 «***HQT***» a le sens qui lui est attribué à l'article 4.

1.6 «***puissance***» signifie le taux moyen auquel des ressources fournissent l'*énergie* pendant une heure.

2. La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.

3. Les services visés par l'article 6 du *décret* sont ceux énumérés à l'annexe A des présentes.

4. Au-delà des services visés par l'article 6 du *décret* et qui sont énumérés à l'Annexe A des présentes, Hydro-Québec TransÉnergie (« ***HQT*** ») doit, pour assurer la fiabilité de l'exploitation du réseau de transport, pouvoir compter sur une provision pour écarts de prévision court terme de la demande, laquelle est fournie par le Producteur à *HQT* et est prévue à l'annexe B.

5. Le préambule et les annexes A et B font partie intégrante de la présente entente.

1

EN FOI DE QUOI, les parties ont dûment signé la présente entente à la date et au lieu indiqués en premier lieu ci-dessus.

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

Par: _____
Thierry Vandal
Président

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par: _____
André Boulanger
Président

ANNEXE A

DESCRIPTION DES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL[1]

1. Planification des ressources en *puissance*	Planifier les ressources en *puissance* pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'*électricité patrimoniale* ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %.
2. Réglage de tension	Rendre disponible la quantité de puissance réactive aux centrales pour contribuer au maintien de la régulation de tension. La quantité de puissance réactive (en Mvar) est établie en fonction des caractéristiques effectives de chaque alternateur des centrales du Producteur qui était installé au 1er janvier 2001 et est sujette aux contraintes ou restrictions d'exploitation des équipements de production.
3. Réglage de fréquence	Rendre disponible une plage réglante de 500 MW à 1 500 MW (sans toutefois ajouter au Producteur des obligations de fournir des quantités de réserves additionnelles à celles spécifiées au point 4 suivant) provenant de certains groupes turbines-alternateurs assujettis à l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP) afin de maintenir la fréquence du réseau à 60 Hz.
4. Maintien des réserves	Rendre disponible une quantité maximale de service de réserve normale de 1 500 MW de ressources mobilisables en 30 minutes dont 1 000 MW sont mobilisables en 10 minutes, cette dernière quantité incluant 250 MW en réserve tournante. Les ressources en réserve doivent pouvoir rendre disponible de l'*électricité* pour une heure lorsque mobilisées. Rendre disponible une réserve de stabilité correspondant à 3 % de la *puissance* synchronisée, jusqu'à un maximum de 1 000 MW. Cette dernière doit être répartie parmi les groupes turbines-alternateurs synchronisés au réseau et est incluse dans la réserve normale de 1 500 MW.

[1] Les exigences techniques, normes, codes et spécifications applicables aux services sont ceux en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Projet de loi n° 116 (2000, c. 22), soit le 16 juin 2000.

5. Remise en charge (démarrage autonome)	Maintenir en état de marche les équipements assurant le démarrage autonome des groupes turbines-alternateurs installés en 2001 pour former les réseaux de base du plan de remise en charge du réseau. Planifier les retraits des groupes turbines-alternateurs afin de contribuer à la remise en charge du réseau suite à une panne. Régler les protections de surtension et de survitesse des centrales conformément aux recommandations de *HQT* pour assurer le bon fonctionnement de l'automatisme SPSR (Solution Permanente à la Séparation du Réseau). Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1er janvier 2001.
6. Réglage de production (suivi de la charge)	Rendre disponibles des ressources de production dont l'exploitation est modulable pour la variation horaire de la charge associée au volume d'*électricité patrimoniale* lesquelles ressources ne doivent pas excéder pour chaque jour 11% de la valeur horaire maximale en MW de la charge associée au volume d'*électricité patrimoniale* mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW.
7. Stabilisation de réseau	Rendre disponibles les systèmes d'excitation et les circuits stabilisateurs dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par *HQT* pour la stabilité du réseau. Permettre le déclenchement des groupes turbines-alternateurs requis pour le bon fonctionnement des automatismes de rejet de production existants en 2001 ou leurs équivalents. Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1er janvier 2001.
8. Réglage de vitesse	Rendre disponibles les régulateurs de vitesse dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par *HQT* pour limiter les variations de fréquence et favoriser le maintien de l'intégrité du réseau suite à un événement. Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1er janvier 2001.
9. Adaptation aux événements affectant le réseau	Permettre des modifications à la répartition de la production pour respecter les limites de sécurité du réseau lors d'alertes dues à des incidents externes ou lors d'événement afin de contribuer au maintien de la fiabilité du réseau.

1

10. Maintien de production minimale	Permettre des modifications à la répartition de la production dans les situations suivantes: i) en situation de faible demande au Québec; ii) de façon à assurer la fiabilité des réseaux régionaux; iii) de façon à assurer le maintien des réserves; iv) de façon à assurer le maintien du profil de tension et l'efficacité des automatismes de réseau; de façon proportionnelle à la répartition des différents producteurs fournissant de la charge locale.

1

ANNEXE B

Provision pour écart de prévision court terme de la demande

Rendre accessible la provision suivante pour les écarts de prévision court terme de la demande:

- 500 MW en temps réel et pour les six (6) prochaines heures;
- 1 000 MW (700 MW du 1er mai au 31 octobre), 6 heures et plus au-delà du temps réel;
- 1 500 MW (1 200 MW du 1er mai au 31 octobre) pour le lendemain.

Cette provision peut être constituée de transactions rappelables et peut être inférieure à la quantité précitée si toutes les ressources disponibles, identifiées par le Producteur, sont déjà utilisées.

L'obligation du Producteur se limite à rendre accessibles les ressources prévues ci-haut.

L'obligation du Distributeur est:

i) de gérer ses approvisionnements de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur le réseau de *HQT*; et, de même,

ii) de s'assurer que *HQT* gère son réseau de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur ledit réseau.

1

2

ANNEXE 4B

CONTRATS DE LONG TERME OCTROYÉS PAR APPEL D'OFFRES

LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN VIGUEUR

# appel d'offres	Nom du fourniseur	Type de production	Localisation	Puissance (MW)	Date de début des livraisons
A/0 2002-01	Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	350 base	En service depuis le 1er mars 2007
	Hydro-Québec Production	Hydroélectricité	Nord-du-Québec	250 cyclable	En service depuis le 1er mars 2007
	TransCanada Energy	Cogénération[1]	Bécancour	507 base	En service depuis le 17 septembre 2006
				+ 40 sur demande en pointe	
A/O 2003-01	Kruger	Biomasse	Sherbrooke	16 en base + 3 selon les mois	En service depuis le 1er juillet 2007
	Bowater	Biomasse	Gatineau	17 en base + 3,4 selon les mois	En service depuis le 2 avril 2006
A/O 2003-02	Cartier Énergie Éolienne Inc.	Éolien	Baie-des-Sables	109,5	En service depuis le 22 novembre 2006
			Anse-à-Valleau[2]	100,5	Novembre 2007
			Carleton	109,5	1er décembre 2008
			Les Méchins	150	1er décembre 2009
			Montagne Sèche	58,5	1er décembre 2011
			Gros Morne	100,5	1er décembre 2011
				111	1er décembre 2012
	Northland Power Inc.	Éolien	St-Ulric-St-Léandre[3]	150	1er décembre 2009
			Mont-Louis	100,5	1er décembre 2010
A/O 2004-02	Tembec Inc.	Biomasse	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008

1 Turbine à gaz à cycle combiné de type cogénération.
2 La mise en service du projet Anse-à-Valleau est retardée à l'automne 2007, au lieu du 1er décembre 2006
3 La mise en service du projet St Ulric St Léandre est retardée à l'automne 2009, au lieu du 1er décembre 2007

CONTRIBUTION EN ÉNERGIE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS EN TWH

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	**8,8**	**9,6**	**9,3**	**9,3**	**9,1**	**9,0**	**9,3**	**9,3**	**9,3**	**9,4**	**9,3**
HQP 350 MW	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
HQP 250 MW	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
TCE	4,4	4,3	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
A/O 2003-01 - Biomasse	**0,2**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**	**0,3**
Kruger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bowater	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolienne	**0,4**	**0,7**	**1,1**	**1,9**	**2,2**	**2,7**	**3,0**	**3,0**	**3,0**	**3,0**	**3,0**
Baie des Sables	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Anse-à-Valleau	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Carleton	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Les Méchins	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Montagne Sèche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gros Morne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6
Gros Morne I	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gros Morne II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
St-Ulric-St-Léandre	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Mont-Louis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2004-02 - Cogénération - Tembec	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,1**
TOTAL	**9,5**	**10,5**	**10,7**	**11,6**	**11,7**	**12,1**	**12,7**	**12,7**	**12,7**	**12,7**	**12,7**

CONTRIBUTION EN PUISSANCE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS EN MW

	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**	**1147**
HQP 350 MW	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
HQP 250 MW	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
TCE	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547
A/O 2003-01 - Biomasse	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**
Kruger (varie entre 16 et 19MW)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Bowater (20,4MW en hiver)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
A/O 2003-02 - Éolienne [(1)]	**74**	**112**	**217**	**252**	**308**	**347**	**347**	**347**	**347**	**347**
Baie des Sables	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Anse-à-Valleau	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Carleton	0	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Les Méchins	0	0	53	53	53	53	53	53	53	53
Montagne Sèche	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20
Gros Morne	0	0	0	0	35	74	74	74	74	74
Gros Morne I	0	0	0	0	35	35	35	35	35	35
Gros Morne II	0	0	0	0	0	39	39	39	39	39
St-Ulric-St-Léandre	0	0	53	53	53	53	53	53	53	53
Mont-Louis	0	0	0	35	35	35	35	35	35	35
A/O 2004-02 - Cogénération - Tembec	**0**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**
TOTAL	**1257**	**1303**	**1408**	**1443**	**1499**	**1538**	**1538**	**1538**	**1538**	**1538**

(1) La contribution des contrats éoliens inclut le service de puissance complémentaire associé à l'entente d'équilibrage éolien. Ce service garantit une puissance égale à 35% de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale.

ANNEXE 4C

DONNÉES HISTORIQUES EN APPROVISIONNEMENT

Conformément aux demandes de la Régie, le tableau 4C-1 contient l'historique, depuis l'année 2001, des éléments suivants :

- le volume de consommation patrimoniale ;
- les taux de pertes de transport et de distribution ;
- le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ;
- le volume d'électricité patrimoniale inutilisé ;
- les coûts et les volumes des approvisionnements de long terme, en distinguant les services de base, cyclable et autres ;
- les coûts et les volumes des approvisionnements de court terme ;
- les coûts et les volumes d'électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre ;
- les volumes d'électricité revendue et les revenus associés.

TABLEAU 4C-1
DONNÉES HISTORIQUES D'EXPLOITATION 2001-2006

		2001	2002	2003	2004	2005	2006
Volume de consommation patrimoniale	**TWh**	151,0	156,4	165,0	163,7	165,8	164,5
Taux de pertes réel de transport et de distribution	**%**	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,7%	7,5%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par HQP (Vol. max. = 178,86 TWh)	**TWh**	162,1	169,1	178,1	175,9	178,6	177,0
Volume d'électricité patrimoniale inutilisé	**TWh**	16,8	9,8	0,8	3,0	0,3	1,9
Approvisionnements de long terme (base uniquement)	**TWh**	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	1,4
Approvisionnements de court terme (incluant UCAP)	**TWh**	1,7	2,0	1,8	1,9	4,1	2,3
Électricité reçue en vertue de l'entente globale cadre	**TWh**	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	0,0	0,1
Électricité revendue	**TWh**	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	-0,2	-0,9
Électricité interruptible	**TWh**	S.O.	S.O.	S.O.	0,0	0,0	0,0
Total	**TWh**	1,7	2,0	1,8	1,9	4,0	2,9
Approvisionnements de long terme (base uniquement)	**M$**	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	107,5
Approvisionnements de court terme (incluant UCAP)	**M$**	52,4	51,4	66,3	136,5	300,3	253,1
Électricité reçue en vertue de l'entente globale cadre	**M$**	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	3,7	7,4
Électricité revendue	**M$**	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	-15,2	-44,1
Électricité interruptible	**M$**	S.O.	S.O.	S.O.	0,0	0,0	1,3
Total	**M$**	52,4	51,4	66,3	136,5	288,8	325,2

ANNEXE 4D

PARTAGE DE RÉSERVE

INSCRIT AU BILAN EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR

Le partage de réserve possible obtenu dans le cadre des analyses de fiabilité s'élève à 2720 MW[8], selon les analyses menées par le NPCC en 2004. Ces analyses sont sur le point d'être réactualisées et les résultats seront rendus publics sous peu. Cette valeur est essentiellement théorique et ne tient pas compte des limites techniques et commerciales qui risquent d'affecter les échanges. En plus, ces analyses ont pour objectif de déterminer la quantité de puissance provenant de l'extérieur, sur laquelle le réseau québécois pourrait compter en cas d'urgence. Le Distributeur, pour sécuriser l'alimentation des charges sous sa responsabilité, conclut des ententes commerciales avec des fournisseurs, ce qui requiert la présence de conditions additionnelles pour déterminer un potentiel d'achats sur les marchés de court terme. Ainsi, ce potentiel se limite à la contribution des zones de réglage qui présentent les caractéristiques suivantes :

- l'organisation des échanges, à l'intérieur d'une zone de réglage, permet d'acheter des produits de puissance garantie (comme le UCAP) sur une base concurrentielle ;
- les ISO des zones de contrôle d'où provient le service en puissance ne seront vraisemblablement pas contraintes à rapatrier leurs ressources pour assurer la qualité du service sur leur propre territoire ;
- Hydro-Québec TransÉnergie doit être en mesure de garantir la disponibilité du service de transport pendant la pointe du réseau pour une puissance injectée aux points désignés par Hydro-Québec Distribution.

Ainsi, conformément aux énoncés ci-dessus, certaines interconnexions ne peuvent être considérées pour assurer la contribution du partage de réserve à la fiabilité de l'alimentation de la charge du Distributeur.

[8] NPCC, CP-8 Working Group; Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits, Approved by the RCC, July 14 2004.

- **Interconnexions avec le Nouveau-Brunswick**
  Les produits de puissance garantie ne peuvent être achetés autrement qu'auprès d'un seul producteur; en plus, la pointe de la zone de contrôle du Nouveau-Brunswick est généralement coïncidente à celle du Québec.

- **Interconnexion à courant continu avec la Nouvelle-Angleterre**
  Seule la phase 1 peut être utilisée en période de forte demande, puisque le poste Nicolet est utilisé pour acheminer la puissance provenant des centrales du complexe La Grande. En plus, à cause du retrait du poste Monroe du côté américain du réseau à courant continu, la phase 1 en mode d'importation est actuellement inopérante.

- **Autres interconnexions avec la Nouvelle-Angleterre**
  Les ressources en puissance en Nouvelle-Angleterre sont pleinement sollicitées pour assurer la fiabilité de l'alimentation des charges locales dans les secteurs où arrivent les interconnexions avec le réseau d'Hydro-Québec.

- **Interconnexion avec New York**
  Il existe un marché pour le UCAP; le réseau de New York est fiable, dans le secteur où la principale interconnexion est rattachée et Hydro-Québec TransÉnergie est en mesure de garantir la disponibilité de l'interconnexion, même en période de forte demande.

- **Interconnexions actuelles avec le IESO de l'Ontario**
  Les moyens de production qui alimentent les interconnexions doivent être détachés du réseau de l'Ontario pour alimenter des charges au Québec; ces ressources appartiennent à un seul producteur et sont souvent rapatriées par l'IESO pour des raisons de stabilité de l'alimentation de la charge locale.

- **Nouvelle interconnexion avec le IESO de l'Ontario**
  Les règles de l'IESO de l'Ontario lui permettent de rapatrier prioritairement toutes ses ressources pour des motifs de stabilité et de fiabilité de l'alimentation de sa propre charge; l'expérience d'utilisation de cette interconnexion ainsi que l'état de l'équilibre des besoins et des ressources en Ontario indiquera si Hydro-Québec Distribution pourra s'y fier, pour assurer une partie de sa réserve en puissance.

- **Interconnexions avec le réseau de Brookfield**
  Les produits de puissance garantie ne peuvent être achetés autrement qu'auprès d'un seul producteur.

Suivant ces observations, la seule interconnexion sur laquelle Hydro-Québec Distribution peut compter de façon certaine, à long terme, pour assurer la fiabilité du service en puissance est celle de New York également désignée par HQT-MASS à l'annexe 3A. Cela ne signifie pas que certaines quantités de puissance ne peuvent être acheminées par les autres interconnexions, comme celles du Nouveau-Brunswick ou celles avec le réseau de Brookfield. Cependant, il n'apparaît pas prudent de créer un lien de dépendance envers ces dernières.

L'interconnexion HQT-MASS peut satisfaire en tout temps un minimum de 1 000 MW d'importations. Cette puissance peut être utilisée pour rencontrer le critère de fiabilité en puissance de la zone de contrôle du Québec. Toutefois, la mise en place des ressources suffisantes pour satisfaire ledit critère est la responsabilité de deux entités :

- Hydro-Québec Production doit, en conformité avec les conditions de livraison de l'électricité patrimoniale, disposer des ressources pour livrer 34 342 MW à Hydro-Québec Distribution, ainsi que mettre à la disposition de cette dernière une réserve de planification de 3 100 MW en plus de ses autres engagements auprès d'Hydro-Québec Distribution et de tiers ;

- Hydro-Québec Distribution doit voir à la mise en place des moyens requis, au-delà de l'électricité patrimoniale, pour satisfaire la demande de pointe prévue additionnée de la réserve requise, telle qu'établie à la section 3.2.

Le recours au marché de court terme pour satisfaire une partie des besoins constitue donc un moyen à la disposition d'Hydro-Québec Distribution et des autres utilisateurs du réseau de TransÉnergie, parmi lesquels figurent les fournisseurs d'Hydro-Québec Distribution.

Conséquemment, le Distributeur propose d'inscrire une contribution de 500 MW, correspondant à la moitié de la puissance totale garantie par l'interconnexion HQT-MASS, pour représenter la contribution des marchés de court terme hors-Québec au bilan de puissance. Le Distributeur a désigné cette capacité en tant que ressource pour alimenter la charge locale. À court terme, cette contribution est suffisante pour couvrir les besoins du Distributeur.

À plus long terme, la nouvelle interconnexion avec l'Ontario entrera en service. Elle représentera un accès de 1 200 MW à un marché concurrentiel, mais où la puissance disponible en pointe l'hiver demeure une préoccupation. Après la mise en service de cette nouvelle interconnexion, le Distributeur évaluera la pertinence de rehausser la contribution des marchés de court terme hors-Québec, pour satisfaire les besoins de puissance.

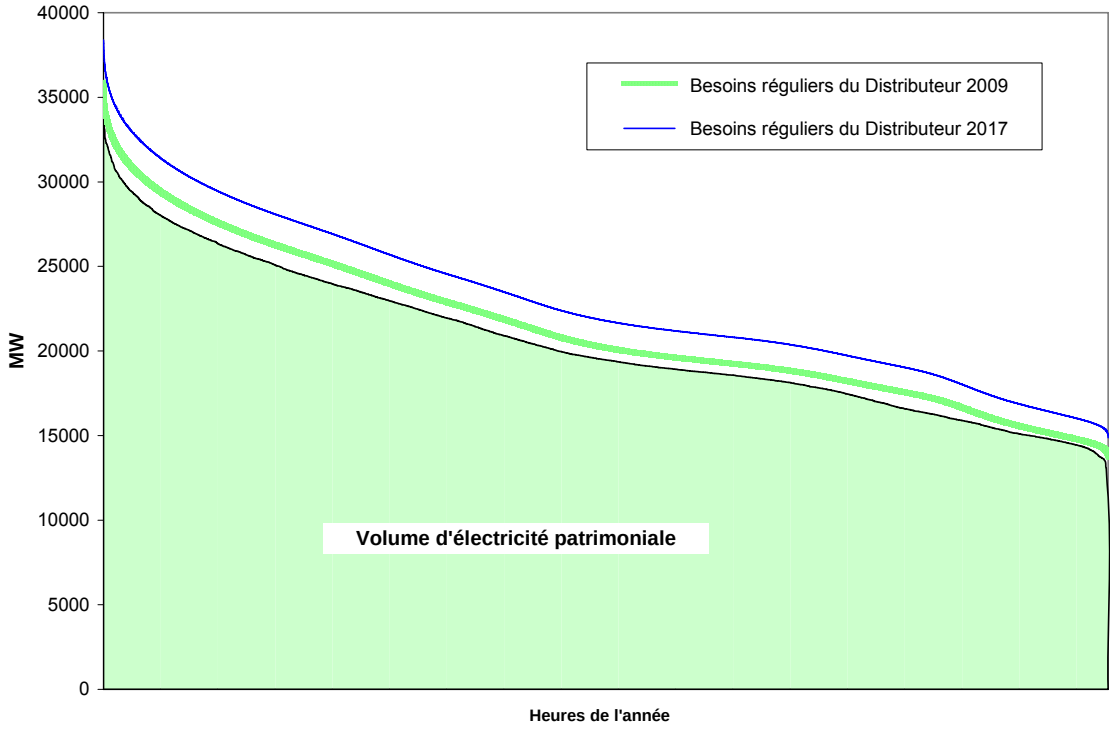
ANNEXE 5A

PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

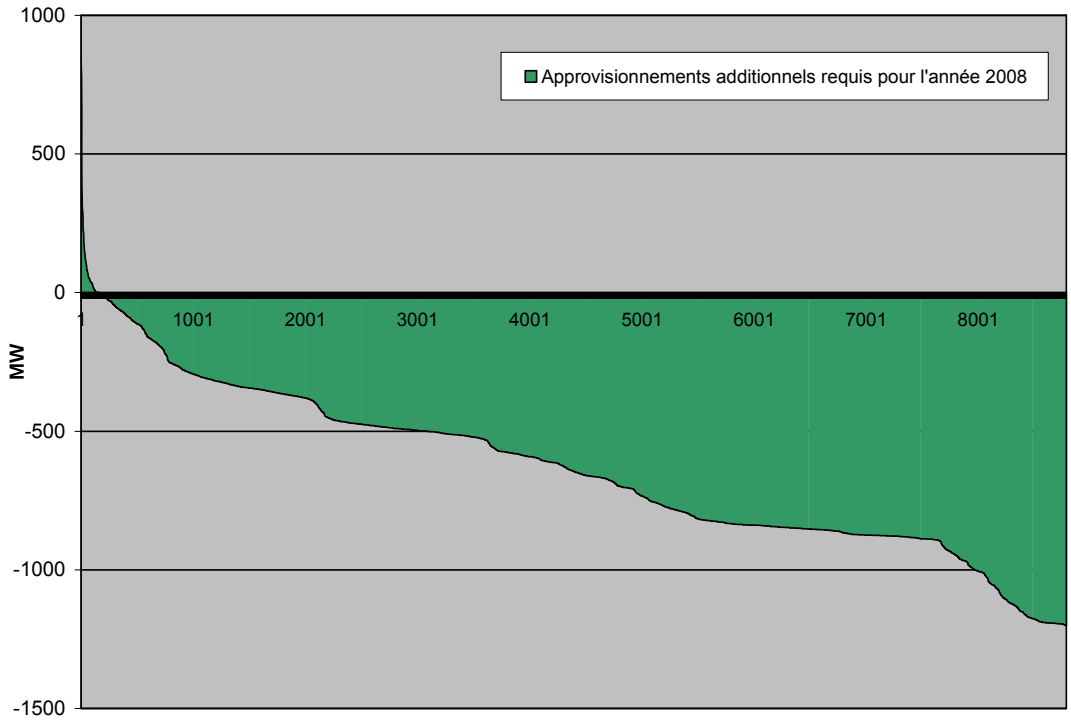
Données détaillées sur le profil des approvisionnements additionnels requis

Les tableaux et graphiques de cette annexe présentent le profil des besoins du Distributeur, avant et après la prise en compte des approvisionnements existants.

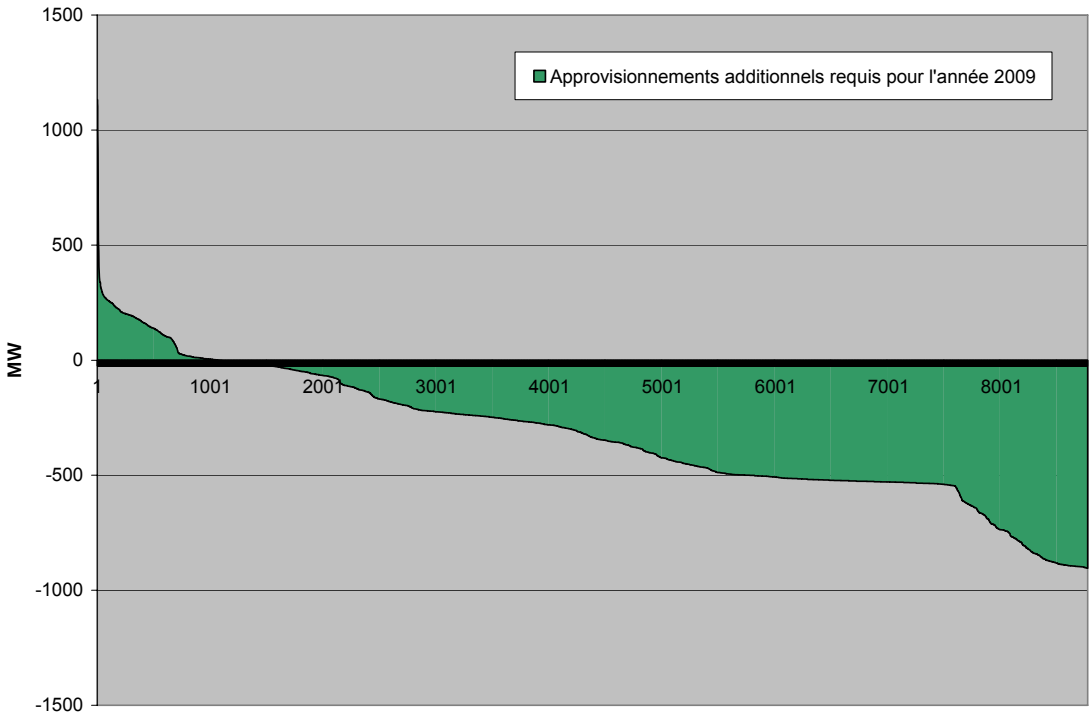
GRAPHIQUE 5A-1
COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE



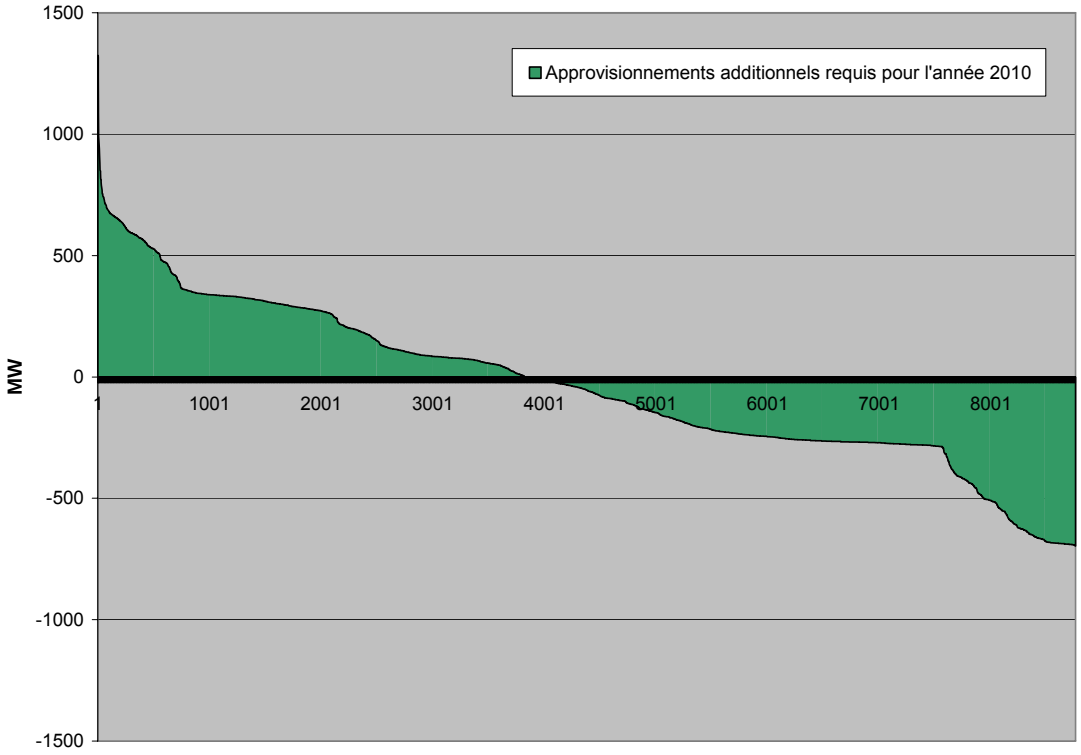
GRAPHIQUE 5A-2
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2008
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



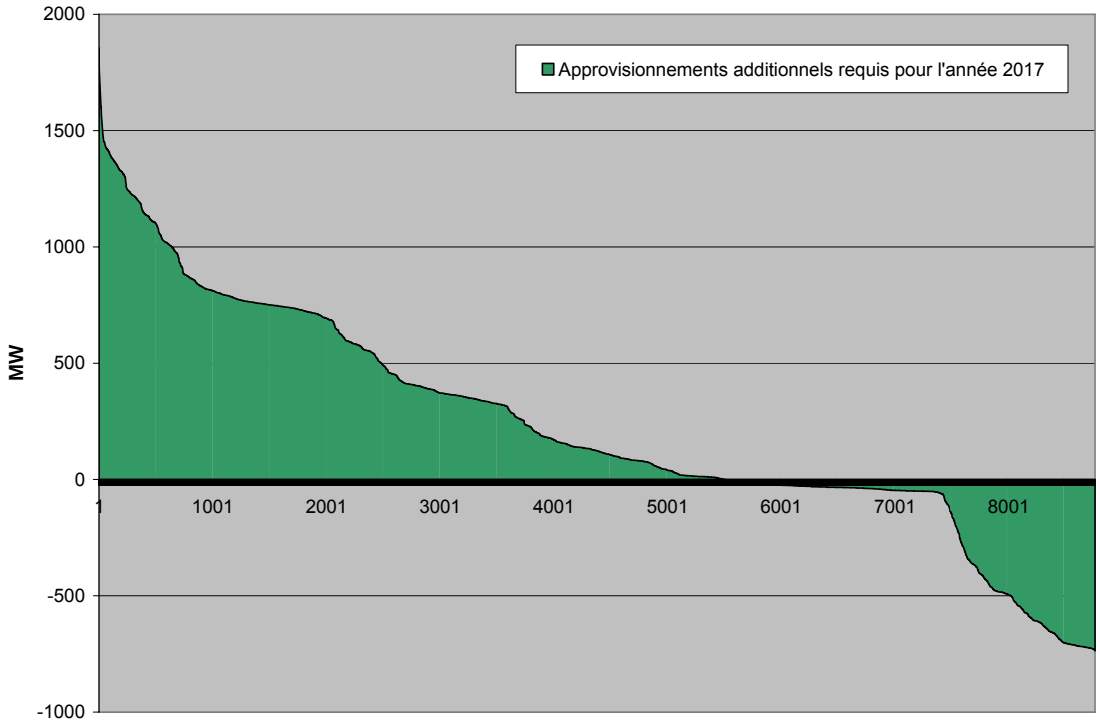
GRAPHIQUE 5A-3
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2009
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



GRAPHIQUE 5A-4
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2010
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



GRAPHIQUE 5A-5
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2017
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



En 2017, le profil des puissances classées des approvisionnements additionnels requis traduit des besoins importants en hiver et des certains surplus lors des mois d'été. Lors des mois d'hiver, les achats d'énergie devront être accompagnés d'une garantie de puissance.

GRAPHIQUE 5A-6
BESOINS MENSUELS EN APPEL MAXIMAL D'ÉNERGIE HORAIRE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR LES TROIS PROCHAINES ANNÉES
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES

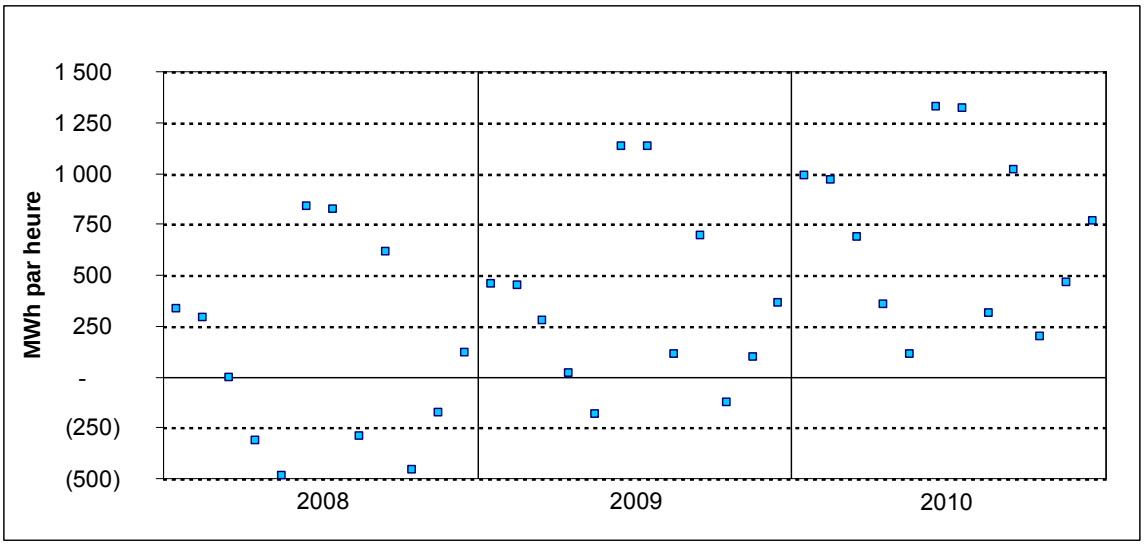


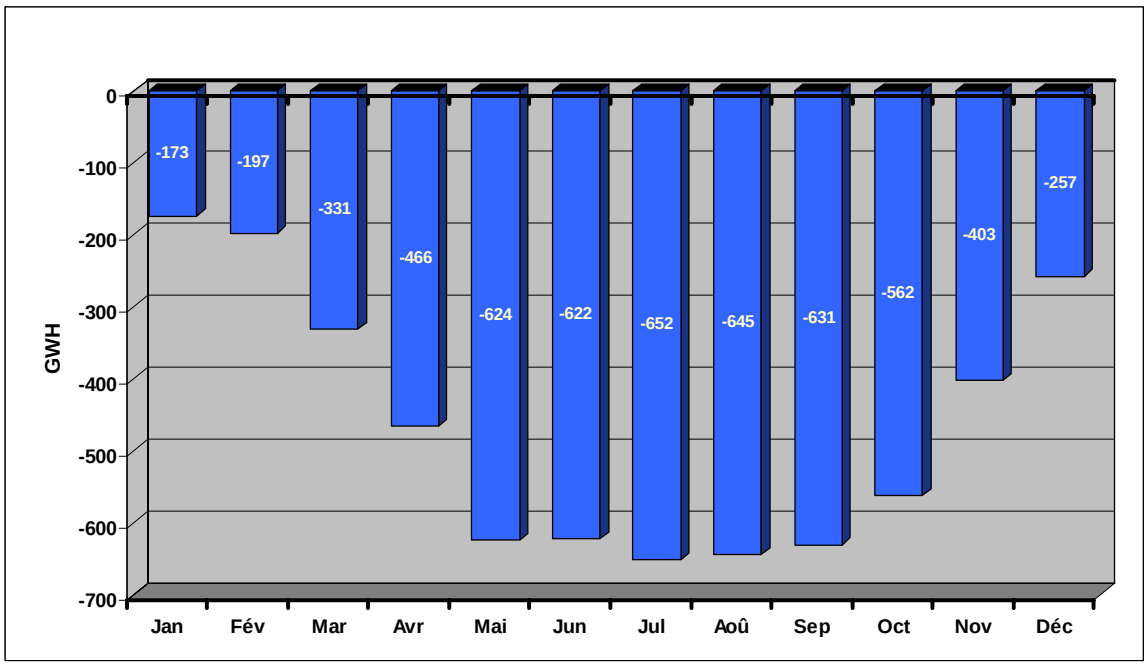
TABLEAU 5A-1
BESOINS MENSUELS EN APPEL MAXIMAL D'ÉNERGIE HORAIRE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR LES TROIS PROCHAINES ANNÉES
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES
EN MÉGAWATTHEURES PAR HEURE

	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc
2008	518	374	89	-194	-315	969	969	173	639	-295	-110	165
2009	456	452	277	17	-183	1 133	1 131	115	694	-129	100	365
2010	987	967	690	353	111	1 325	1 323	311	1 018	197	465	766

Les appels d'énergie horaire apparaissent plus élevés lors des mois d'été. Ce résultat est essentiellement dû aux faibles valeurs de la courbe des puissances

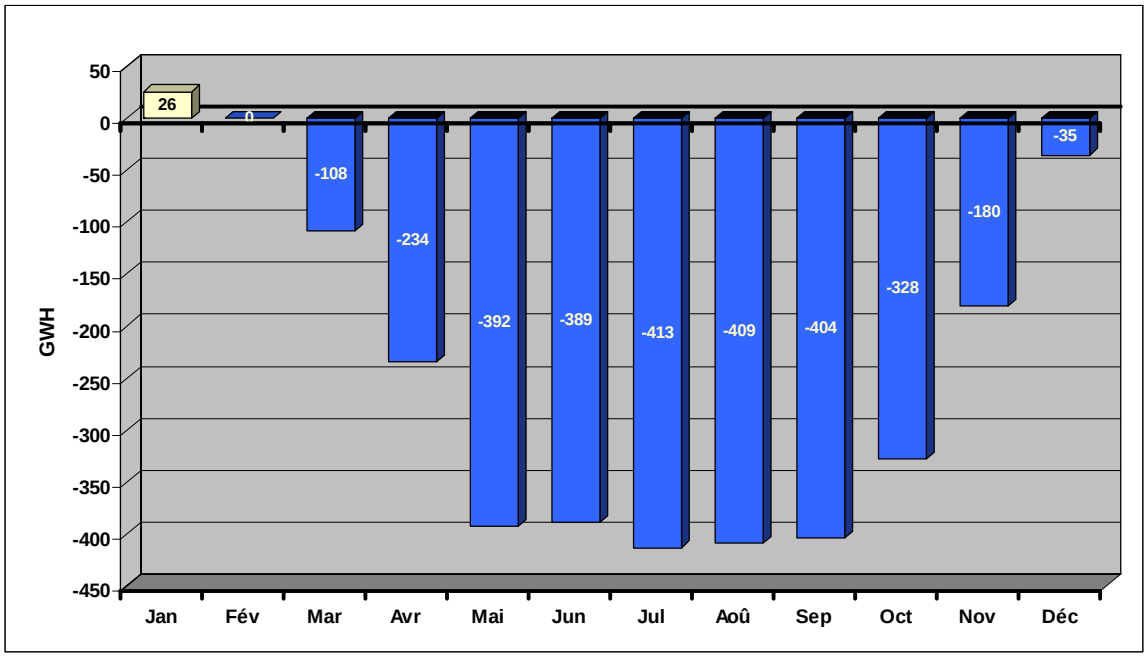
classées associées à l'électricité patrimoniale dans la portion la plus basse de la courbe. Lorsque la courbe des puissances classées des besoins du Distributeur est comparée à la courbe patrimoniale, l'écart à combler est très élevé lorsque la charge est faible. Ces situations se produisent généralement à la fin du mois de juin, lors des longues fins-de-semaine, au mois de juillet ainsi qu'au début du mois de septembre, lors de la fête du travail.

GRAPHIQUE 5A-7
ACHATS DE COURT TERME À CHACUN DES MOIS DE L'ANNÉE 2008
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



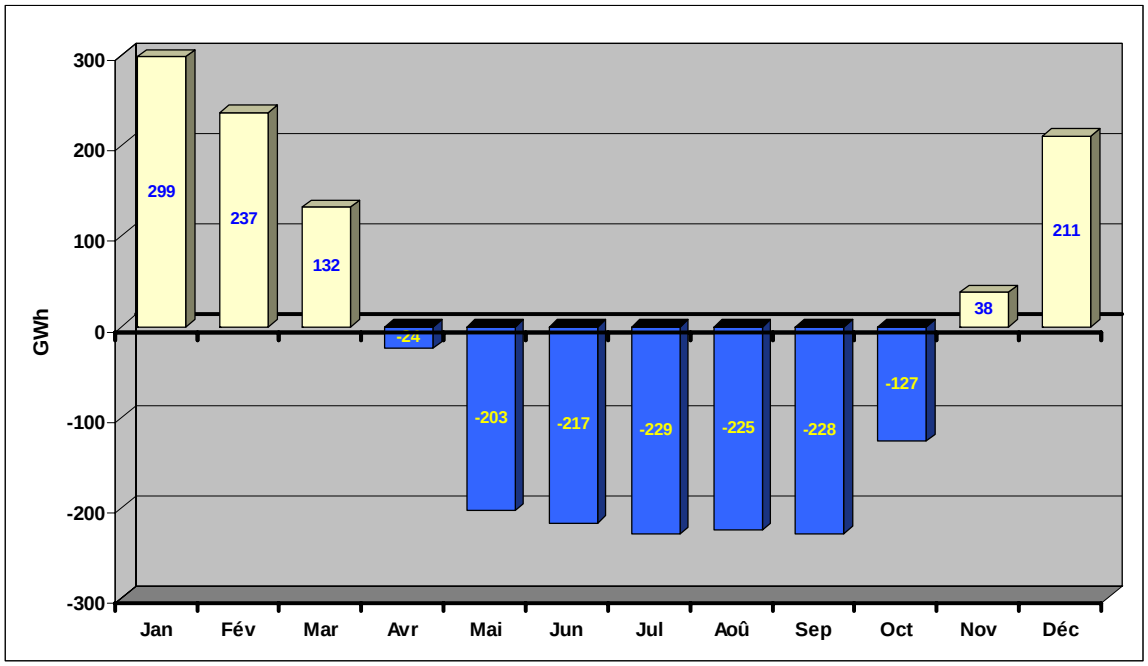
Les valeurs négatives représentent des reventes

GRAPHIQUE 5A-8
ACHATS DE COURT TERME À CHACUN DES MOIS DE L'ANNÉE 2009
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



Les valeurs négatives représentent des reventes

GRAPHIQUE 5A-9
ACHATS DE COURT TERME À CHACUN DES MOIS DE L'ANNÉE 2010
SCÉNARIO MOYEN À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES



Les valeurs négatives représentent des reventes

Remarques sur les caractéristiques des approvisionnements à acquérir

Lors des premières années couvertes par le Plan, l'importance des surplus engendreront presque uniquement des activités de revente. Par la suite, les achats requis se manifesteront presque essentiellement en hiver. Tel que le montre le graphique 5A-4, lors de l'année 2010, le Distributeur devra procéder à des achats durant la saison hivernale et à des reventes durant l'été. Afin de rencontrer le critère de fiabilité, les achats d'hiver devront s'accompagner d'une garantie de puissance.

ANNEXE 5B

PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

Les produits reliés au marché de court terme les plus fréquemment transigés dans le nord-est des États-Unis et auxquels le Distributeur pourrait faire appel se divisent en trois catégories : l'énergie, la puissance et les produits financiers.

1 LIVRAISONS D'ÉNERGIE

L'énergie se transige habituellement en $/MWh sur une bourse d'électricité sous la responsabilité d'un ISO (« Independant System Operator ») ou en transaction bilatérale, soit directement entre deux (2) parties ou par l'intermédiaire d'un courtier en énergie.

L'énergie peut être transigée physiquement (ou financièrement à l'aide de SWAP) selon les sous-produits suivants :

- Transaction horaire en temps réel (ou marché spot) : Transaction d'heure en heure dont le programme peut être mis en place jusqu'à 2h30 avant sa réalisation. C'est le rôle de l'ISO de recevoir les offres (Bid) et les demandes (Ask) ;

- Transaction horaire pour la journée prochaine (sur le marché "Day-ahead" ou "DAM") : Transaction d'heure en heure dont le programme doit être mis en place dans un délai prescrit par l'ISO et par l'intermédiaire utilisé pour exécuter la transaction dans le marché visé. Le délai minimal est de 13 heures en Nouvelle-Angleterre et de 36 heures dans le cas de New-York avant sa réalisation ;

- Transaction en pointe (1X16): Transaction pour le bloc des 16 heures les plus sollicitées d'une journée (7 h 01 à 23 h), du lundi au vendredi, à l'exception des jours fériés, tels que définis par le FERC et correspondant aux jours fériés aux Etats-Unis ;

- Transaction hors pointe (1X8 et 2X24) : Transaction pour le bloc d'heures les moins sollicitées d'une journée ouvrable (23 h 01 à 7 h), ainsi que toutes les heures les samedi, dimanche et jours fériés (00H01 à 24h00) ;
- Transaction 24 heures (1X24) : Transaction pour le bloc de 24 heures d'une journée.

Ces sous-produits peuvent être transigés pour des périodes étendues. Les périodes les plus fréquemment définies pour fins de transaction sont :

- Reste de la journée, sous réserve du délai requis pour une transaction horaire pour la journée même, par exemple, si l'on se situe à 2h30, il s'agit des heures de 5h01 à 24h ;
- Journée ouvrable prochaine, soit les blocs de 1X24, ou 1X16 ou 1X8;
- Reste de la semaine, soit les jours suivant la journée en cours. Par convention, la semaine débute habituellement le lundi à 0h01 pour se terminer le dimanche à 24h00 ;
- Semaine prochaine, soit les blocs de 7X24, ou 5X16 ou 5X8 et 2X24 ;
- Fin de semaine prochaine, soit les blocs de 2X24, ou 2X16 ou 2X8 ;
- Pour les termes plus longs, définis ci-après, les transactions peuvent porter sur des livraisons continues (7X24), sur des livraisons en pointe seulement (5X16) ou sur des livraisons hors-pointe (5X8 et 2X24) :
  - Mensuel
  - Janvier-Février
  - Mars-Avril
  - Juillet-Août
  - Trimestriel (Q4)

- Annuel

2 PRODUITS DE PUISSANCE

Les produits reliés à la puissance se transigent en $/kW-mois, sur des périodes d'un mois à douze mois, soit sous la responsabilité d'un ISO ou en transaction bilatérale :

- Puissance installée ou ICAP ou UCAP : puissance installée vendue par le propriétaire d'une centrale. Cette puissance est garantie même s'il survenait une période d'urgence à l'intérieur du réseau où la centrale est située ;
- La transaction définit le point de livraison, le délai d'appel, le prix de l'énergie livrée en cas d'appel (habituellement le prix du DAM au point de livraison défini additionné d'un "basis"), ainsi que la durée minimale d'un appel ;
- Ce type de transaction peut être jumelé avec un produit d'énergie garantie.

3 PRODUITS FINANCIERS

Les produits financiers s'apparentent, tant dans leur description que dans leur utilisation, à celles des marchés physiques. Les transactions se font en mode bilatéral ou en Bourse. On trouve par exemple :

- Les contrats à termes (Futures, Forward) : contrat d'achat ou de vente d'un produit énergétique défini à un prix et une date fixés à l'avance. Ces

- produits sont disponibles sur NYMEX ou sur ICE (Intercontinental Exchange) ;
- Option d'achat ou de vente (bilatéral seulement) : contrat qui donne à une des parties le droit d'acheter ou de vendre un produit énergétique défini (généralement parmi ceux qui figurent aux sections 1 et 2 précédemment définies) à un prix et une date d'exercice fixés à l'avance.

ANNEXE 5C

MÉTHODE D'ÉVALUATION

DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

La présente annexe présente la méthode d'évaluation des coûts de transport applicable aux appels d'offres de long terme du Distributeur.

De plus, à la demande de la Régie, le Distributeur s'est engagé à examiner et revoir si nécessaire la méthodologie d'évaluation du coût de raccordement afin de tenir compte des particularités des projets de faible capacité. Cet aspect est abordé dans la deuxième partie de la présente annexe.

1 MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU DE TRANSPORT APPLICABLE AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME

1.1 Objet

Lors de l'analyse des soumissions, Hydro-Québec Distribution prend en compte l'impact du coût de transport sur le coût de la soumission étudiée. Hydro-Québec Distribution tient compte dans cette évaluation des cinq (5) éléments suivants :

- le coût générique de renforcement du réseau principal (735 kV) découlant de l'addition du projet soumis ;
- le coût de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV et moins) ou de distribution incluant le coût des modifications aux lignes et postes du réseau régional ;
- le coût du poste de départ de la centrale ;
- le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale ;
- le coût évité d'investissements futurs en transport, s'il y a lieu.

Dans le cadre des appels d'offres, une évaluation du degré de réceptivité du réseau de transport d'Hydro-Québec est jointe au document d'appel d'offres, afin de guider le soumissionnaire dans ses choix pour un site. Ces indications portent sur les éléments ayant trait au coût générique et au coût de raccordement.

Aucune indication n'est fournie sur les éléments de coûts suivants qui doivent néanmoins être considérés par le soumissionnaire dans ses choix de sites :

- le coût du poste de départ ;
- le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale, mis à part certaines indications sur les pertes énergétiques différentielles pour une source fictive intégrée directement à 735 kV ;
- le coût évité d'investissements futurs en transport, s'il y a lieu.

Ces coûts seront déterminés par Hydro-Québec TransÉnergie lors de l'analyse des soumissions.

Un exemple de coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV est fourni à la section 1.2 de la présente annexe. En ce qui concerne le coût de raccordement d'un projet au réseau de transport, il comprend, d'une part, le coût de raccorder le poste de départ jusqu'au réseau de transport à 315 kV et moins, et, lorsque requis, les coûts associés au renforcement du réseau régional de transport jusqu'à sa jonction avec le réseau principal à 735 kV d'Hydro-Québec TransÉnergie. La section 1.3 fournit, à titre d'exemple, une indication de la capacité disponible et des coûts associés au renforcement du réseau de transport à partir de certains postes sources et stratégiques, et ce jusqu'au niveau de tension à 735 kV lorsque requis. La section 1.4 fournit un exemple d'évaluation des capacités thermiques en été des lignes à 315 kV et moins, afin de signaler lesquelles disposent des capacités thermiques les plus significatives et lesquelles disposent de peu de capacité thermique. Enfin, la section 1.5 porte sur la méthode d'évaluation des pertes différentielles associées à une centrale.

1.2 Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV et pertes énergétiques différentielles

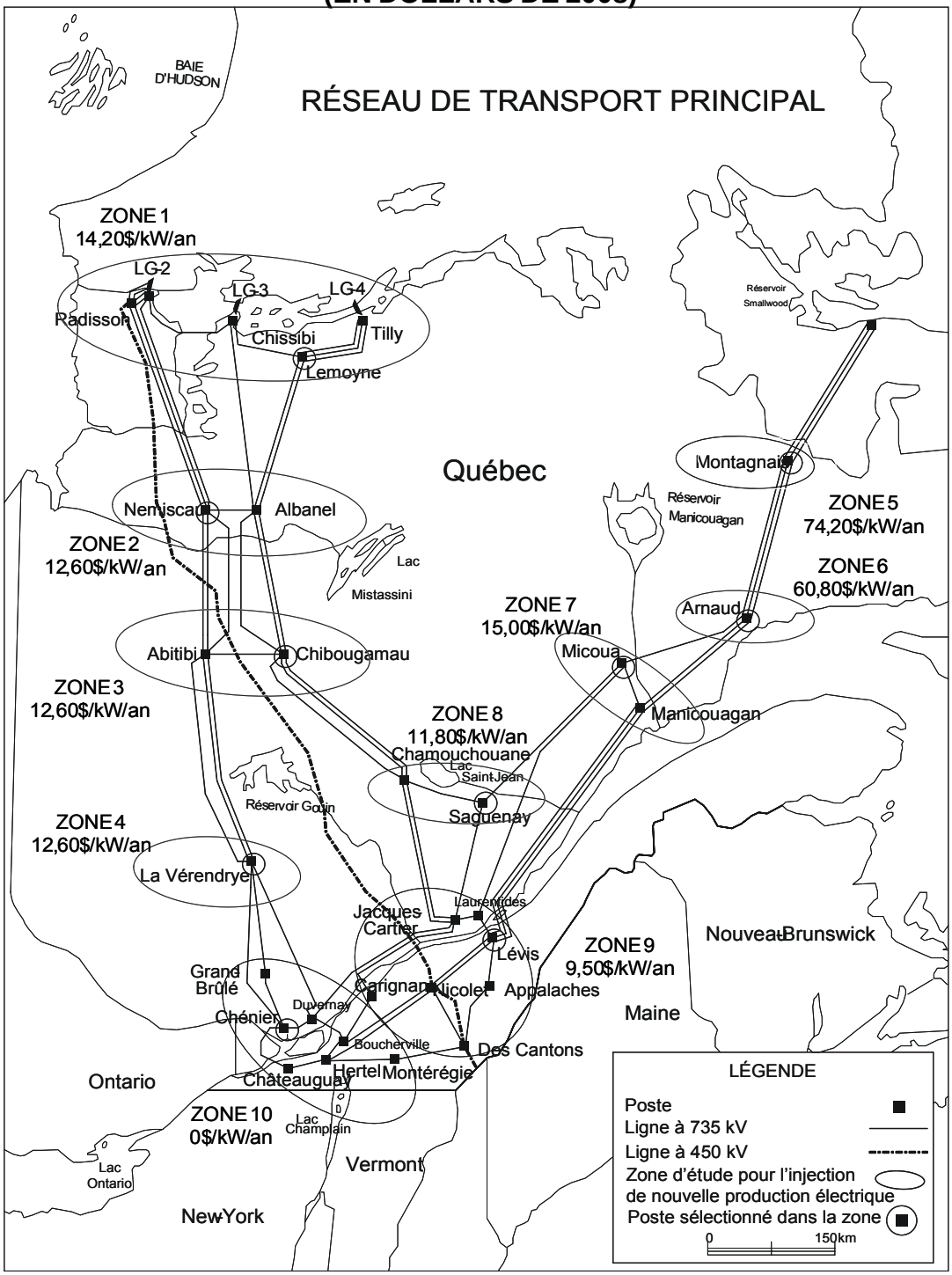
Lors de l'étape 2[9] de l'analyse des soumissions, les coûts de transport sur le réseau principal à 735 kV sont évalués à partir d'un coût générique. Ainsi, le réseau principal de transport est divisé en dix (10) zones d'intégration correspondant à autant de points d'injection, afin de déterminer les coûts de renforcement du réseau principal.

À titre d'exemple, la figure 5C-1 présente, le coût des travaux de renforcement requis sur les différents corridors de transport, à la suite de l'addition d'une nouvelle capacité de production dans chacune des zones, tels qu'évalués lors du dernier appel d'offres de long terme lancé par le Distributeur. Le montant de l'évaluation est exprimé sous forme de coût d'investissement capitalisé et est ramené en $/kW-an de puissance. Ces valeurs sont par la suite indexées à l'inflation et les coûts annuels ainsi obtenus sont imputés aux soumissions pour fins de comparaison. Ces valeurs n'incluent aucun des autres coûts de transport qui sont également considérés.

Il est important de rappeler que, pour les fins d'application aux prochains appels d'offres, ces valeurs devront être réévaluées afin de tenir compte des changements de divers paramètres tels l'évolution de la marge disponible sur les différents corridors de transport et des quantités recherchées à l'appel d'offres qui peuvent différer.

[9] La méthode d'évaluation des coûts de transport décrite à la présente annexe s'applique dans le cadre d'une évaluation des soumissions divisée en trois étapes, à l'exemple de celle appliquée par le passé lors des appels d'offres de long terme du Distributeur.

FIGURE 5C-1
COÛTS GÉNÉRIQUES POUR L'ADDITION DE 500 MW
(EN DOLLARS DE 2008)



1.3 Évaluation qualitative du degré de réceptivité des lignes pour fins de raccordement de nouveaux projets

Le coût des travaux de raccordement d'un projet au réseau de transport régional ne peut être estimé de façon générique comme c'est le cas pour le coût de renforcement du réseau principal à 735 kV. Ceci découle d'une part, de la pluralité des équipements concernés et d'autre part du fait que la localisation et la puissance des projets à être raccordés ne sont pas connues au moment du lancement de l'appel d'offres. En effet, la localisation précise et la puissance offerte de chaque nouveau projet, les caractéristiques techniques des équipements utilisés, la configuration des équipements de transport locaux font en sorte que chaque cas doit être étudié séparément.

Lors d'un appel d'offres, Hydro-Québec TransÉnergie fournit néanmoins aux soumissionnaires une évaluation qualitative du degré de réceptivité des lignes de transport de 315 kV et moins. L'évaluation qualitative réalisée consiste en une indication de la capacité des différentes lignes de transport à 315 kV et moins composant les territoires administratifs (Nord, Sud, Est, Ouest) d'Hydro-Québec TransÉnergie. Le découpage des territoires de même que la configuration du réseau de transport sont présentés sur la carte des installations de transport d'énergie au Québec. La figure 5C-2 illustre de façon simplifiée le découpage des territoires administratifs d'Hydro-Québec TransÉnergie. Un exemple d'évaluation qualitative est présenté au tableau 5C-1 de la présente annexe. Cet exemple est tiré de l'information fournie aux soumissionnaires dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03.

FIGURE 5C-2
TERRITOIRES ADMINISTRATIFS D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

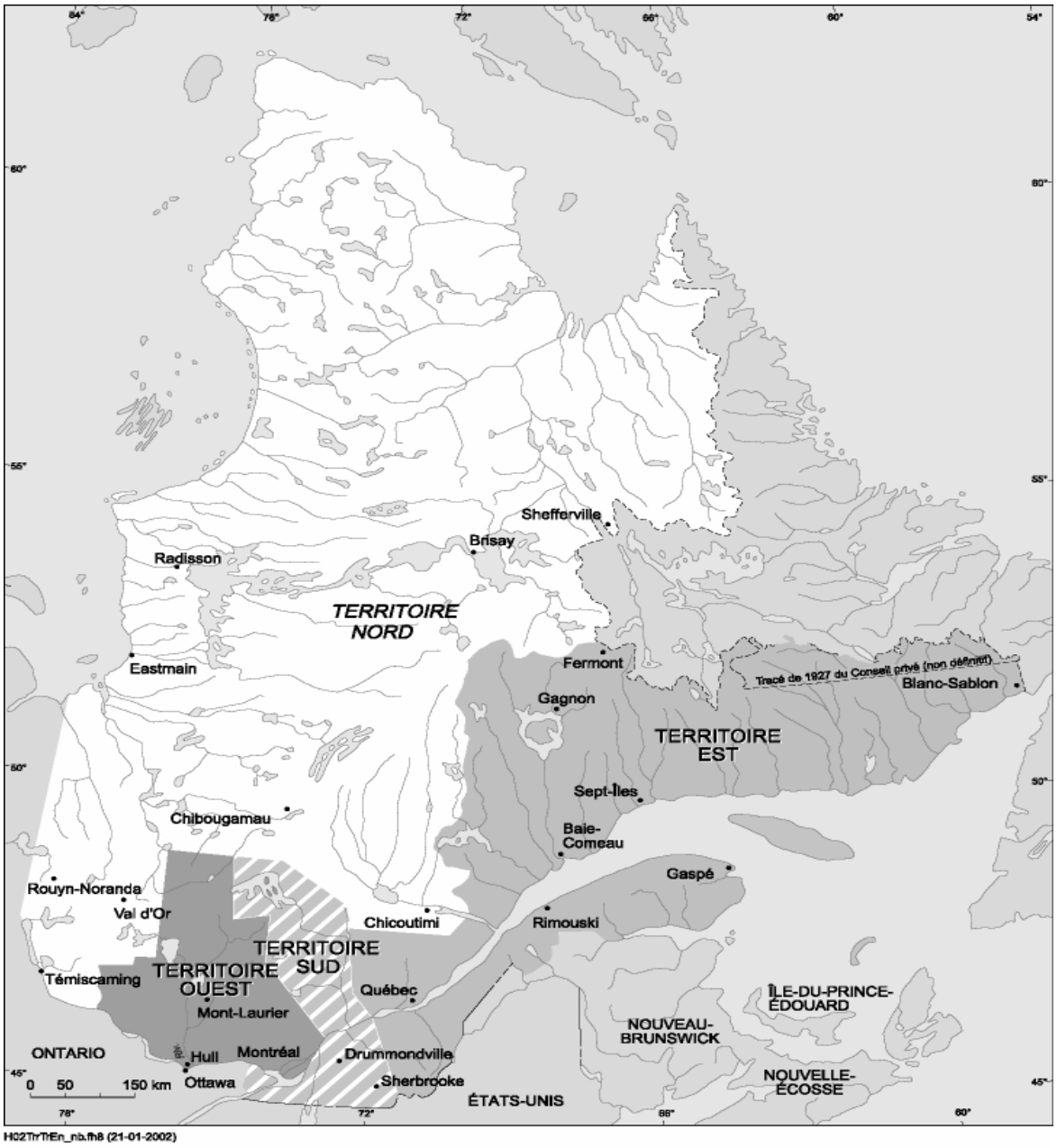


TABLEAU 5C-1

CAPACITÉ* THERMIQUE EN ÉTÉ DES LIGNES 315 KV ET MOINS DU TERRITOIRE NORD

À 315 kV
Les conducteurs des lignes à 315 kV au Territoire Nord ont une capacité de transit d'au moins 500 MVA, toutefois : - La ligne d'interconnexion reliant le poste de Delisle 345 kV d'Alcan, près d'Alma, au poste des Laurentides dans la région de Québec est réservée aux échanges entre les réseaux d'Alcan et d'Hydro-Québec.
À 230 kV
Les conducteurs des lignes à 230 kV au Territoire Nord ont une capacité de transit d'au moins 175 MVA, toutefois : - La ligne d'interconnexion reliant le poste de l'Isle Maligne 240 kV d'Alcan, près d'Alma, au poste de Québec est réservée aux échanges entre les réseaux d'Alcan et d'Hydro-Québec.
À 161 kV
Les conducteurs d'environ 90 % des lignes à 161 kV au Territoire Nord ont une capacité de transit d'au moins 125 MVA (pour 50 %, au moins 275 MVA), toutefois : - La capacité de réception du réseau à 161 kV du Saguenay est réservée en partie pour l'intégration de la centrale Péribonka qui est en cours de réalisation et doit se terminer vers 2008.
À 120 kV
Les conducteurs des lignes à 120 kV au Territoire Nord, en Abitibi surtout, ont une capacité de transit d'au moins 50 MVA (pour 60 %, au moins 100 MVA), toutefois : - Pour les lignes raccordées aux centrales Première Chute, Rapides des Îles, Rapide des Quinze, Rapide-2, Rapide-7 et Cadillac, la capacité de réception est faible et ne peut être déterminée avec précision sans connaître les changements aux modes d'exploitation consécutifs au raccordement de la nouvelle production. - Quelques lignes du réseau à 120 kV des postes de Figuery et de Lebel, dans les régions immédiates d'Amos et de Quévillon respectivement, peuvent accepter jusqu'à 200 MW de nouvelle production.
À 69 kV
Les lignes à 69 kV au Territoire Nord ne peuvent accepter plus de 25 MW de nouvelle production.

* : Les capacités mentionnées négligent le transit de charge actuel sur les lignes, puisqu'une ligne qui alimente une charge verra son transit réduit ou inversé par le raccordement d'un projet. Quant aux lignes qui raccordent une centrale, elles ont très peu de capacité disponible pour raccorder un nouveau projet.

L'impact sur le réseau régional existant de l'addition de chaque projet proposé est évalué lors de l'analyse des offres. Les coûts associés à cet impact sont alors

ajoutés aux coûts directs de raccordement du projet, ce qui résulte en son coût de raccordement local.

Dans le cas de l'appel d'offres A/O 2005-03 pour 2 000 MW d'énergie éolienne, le document d'appel d'offres incluait des indications additionnelles relatives aux postes source (niveau de tension de 315 kV et moins) et aux postes stratégiques (niveau de tension de 735 kV).

Ces indications concernent, pour chaque niveau de tension des postes sources et des postes stratégiques :

- la capacité de réception résiduelle à ce niveau de tension, exprimée en MW, c'est-à-dire sans investissement additionnel pour y accroître la capacité ;
- une estimation des coûts de transport pour accroître cette capacité de réception d'un nombre de mégawatts fixé en fonction de la taille de l'appel d'offres.

Un exemple des indications fournies aux soumissionnaires est présenté au tableau 5C-2. Ces estimations de coûts sont approximatives et sont fournies à titre indicatif seulement afin de guider le soumissionnaire dans ses choix pour un site. Compte tenu de la pluralité des équipements dans le réseau de transport et de l'incertitude quant à la localisation et à la puissance des projets à être implantés, ces indications ne peuvent inclure les éléments suivants qui sont néanmoins pris en compte lors de l'évaluation des soumissions :

- les lignes de raccordement des postes de départ jusqu'au réseau de transport existant ;
- les modifications à des lignes existantes à partir desquelles les lignes de raccordement des projets seraient prises en dérivation ;

- l'ajout de nouveaux départs de lignes dans des postes, lorsque le raccordement des projets ne peut se faire sur une ligne existante ;
- les modifications de protections et de télécommunications ;
- les équipements de compensation suite aux études détaillées pour rencontrer les critères de comportement dynamique ;
- les frais d'exploitation et d'entretien relatifs aux nouveaux équipements de transport.

Dans certains cas, le respect des critères de comportement dynamique peut ajouter des coûts significatifs dans un réseau régional. Ces coûts additionnels pour respecter les critères de comportement dynamique ne sont pas inclus dans les estimations de coûts présentées au tableau 5C-2, mais ils sont évalués et pris en compte lors de l'analyse des soumissions alors que seront connus les divers paramètres des projets proposés par les soumissionnaires.

Dans les appels d'offres à venir, de telles indications relatives aux postes source et stratégiques seront présentées dans les cas où la taille de l'appel d'offres le justifie.

TABLEAU 5C-2

POSTES STRATÉGIQUES ET POSTES SOURCES DE TRANSÉNERGIE
EXEMPLE DE COÛTS APPROXIMATIFS POUR RECEVOIR 500 MW DE PRODUCTION (1)

POSTE	TENSION kV	CAPACITÉ MW (2)	INDICATEUR DE COÛT (3)
Abitibi	315	500	Catégorie A
Appalaches	230	500	Catégorie A
Arnaud	315	0	Catégorie B
	161	500	Catégorie A
Basques (4)	315	500	Catégorie A
	69	75	- (5)
Beauceville	230	500	Catégorie A
	120	500	Catégorie A
Beaupré (4)	315	500	Catégorie A
	69	300	- (5)
Bécancour (6)	230	50	Catégorie B
	120	50	Catégorie B
…			

LEGENDE :	Catégorie A = Moins de 6 M$ Catégorie B = De 6 M$ à moins de 36 M$ Catégorie C = De 36 M$ à moins de 120 M$ Catégorie D = De 120 M$ à moins de 240 M$

Notes

(1) Le présent tableau est fourni à titre indicatif seulement. Les valeurs qui y sont présentées sont celles de l'appel d'offres A/O 2005-03 pour 2 000 MW d'énergie éolienne.

(2) Capacité de réception de production avant toute modification (les capacités affichées à 500 MW peuvent être supérieures).

(3) Les coûts présentés ici sont approximatifs et représentent seulement les modifications permettant d'éviter toute surcharge thermique de ligne ou de transformateur suite à la réception de 500 MW de production à l'une des tensions d'un poste source ou stratégique de TransÉnergie, hors des îles de Laval et de Montréal. D'autres coûts sont à prévoir, entre autres, pour rencontrer les critères de comportement dynamique, surtout dans les réseaux où seront concentrées un grand nombre d'éoliennes.

(4) Requiert, en tout ou en partie, d'augmenter la température d'exploitation de lignes à haute tension, de 49°C à 95°C habituellement: coûts afférents présumés non significatifs vu la grande incertitude sans une étude détaillée.

(5) Ajout de 500 MW de production au niveau de tension indiqué non approprié dans ce poste : coûts non évalués, mais certainement beaucoup plus élevés que pour le niveau de tension supérieur vu qu'il faudrait remplacer les transformateurs et que le niveau de court-circuit serait plus faible.

(6) Sous réserve d'entente avec la Commission de contrôle de l'énergie atomique du Canada sur la modification du raccordement au réseau de la centrale de Gentilly.

1.4 Évaluation des pertes énergétiques différentielles

L'ajout d'une source de production occasionne, selon sa localisation, une augmentation, une annulation ou une inversion du transit naturel sur les lignes de transport. Ainsi, selon le cas, les pertes sur le réseau peuvent augmenter ou diminuer par rapport à une situation de référence. Les pertes différentielles sont donc évaluées par rapport aux pertes énergétiques d'un réseau de référence qui exclut la source de production additionnelle qui fait l'objet d'une évaluation.

Le montant de ces pertes différentielles n'est pas indiqué aux soumissionnaires, puisqu'il dépend du point exact de raccordement d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. Ces pertes sont considérées dans l'évaluation de chaque offre ou combinaison d'offres, lors des étapes 2 et 3 de l'analyse des soumissions.

Toutefois, certaines indications peuvent être fournies aux soumissionnaires sur les pertes différentielles sur le réseau de transport, lorsqu'une source fictive est intégrée au réseau à 735 kV à l'une des dix zones d'études de la figure 5C-1. Les pertes différentielles fournies aux soumissionnaires excluent toutefois l'impact sur les pertes se produisant sur les réseaux régionaux de transport.

2 APPLICATION DE LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DU COÛT DE RACCORDEMENT AUX PROJETS DE FAIBLE CAPACITÉ

En décembre 2006, le Distributeur indiquait à la Régie qu'il poursuivait sa réflexion sur la question du traitement des coûts de raccordement des centrales de petite taille. Sa principale préoccupation à cet égard demeure inchangée par rapport aux indications qu'il donnait à la Régie dans le cadre du Plan

d'approvisionnement 2005-2014, à savoir le traitement équitable de toutes les sources d'approvisionnement, tel que la loi sur la Régie de l'énergie l'exige.

De plus, le Distributeur est d'avis que le raccordement de petits projets à son réseau de distribution peut, dans certains cas, n'entraîner aucun impact sur les investissements requis sur le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. Le cas échéant, l'application de la méthode générale d'évaluation des coûts présentée en première partie de la présente annexe aurait pour effet de procurer un traitement équitable à tous les projets dans le cadre de l'évaluation du coût des soumissions. Toutefois, l'impact sur les pertes différentielles demeure une composante pertinente et la méthode exposée à la section 1.5 de la présente annexe s'applique.

Cependant, en ce qui a trait à l'élément «coût de raccordement», le Distributeur est d'avis que les projets raccordés sur son réseau de distribution doivent être assujettis à des normes particulières qui tiennent compte des impacts réels de ces projets. À cette fin, le Distributeur a récemment élaboré les normes ci-dessous applicables au raccordement de petits équipements de production d'électricité sur son réseau de distribution. Le but recherché par le Distributeur est de favoriser l'intégration au moindre coût des projets de production décentralisée tout en minimisant les impacts sur la fiabilité et la sécurité du réseau.

Dans cette foulée, 6 nouvelles normes de raccordement ont été élaborées au cours des 3 dernières années :

- Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec, Novembre 2004 ;

- Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée de 600 kVA et moins au réseau basse tension d'Hydro-Québec, Décembre 2005 ;
- Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée utilisant des onduleurs de faible puissance au réseau de distribution basse tension d'Hydro-Québec, Août 2005 ;
- Exigences relatives à la mise en parallèle momentanée d'équipements de production d'urgence avec le réseau de distribution d'Hydro-Québec, Décembre 2005 ;
- Exigences relatives à la qualification des équipements de protection utilisés pour le raccordement de la production décentralisée sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec, Juin 2006 ;
- Exigences relatives au raccordement de production décentralisée sans injection de puissance au réseau de Distribution d'Hydro-Québec, (en voie d'approbation).

Par ailleurs, le gouvernement a énoncé, dans *L'énergie pour construire le Québec de demain – la stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, son intention de «faciliter la production décentralisée d'électricité» et de donner mandat au Distributeur de «développer et proposer un programme d'achat d'électricité auprès de microproducteurs» (pp. XII et 78). Selon les modalités de l'éventuel programme annoncé par le gouvernement (taille maximale, nombre potentiel de projets), le Distributeur complétera sa réflexion sur la question du raccordement des centrales de petites tailles, et proposera une solution intégrée permettant de répondre adéquatement aux particularités de ces équipements de production.

ANNEXE 6A
RÉSULTATS DU BALISAGE ET PROGRAMME DE TRAVAIL D'HYDRO-QUÉBEC

1 IMPACT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LE COMPORTEMENT ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU

L'intégration de la production éolienne exige des investissements importants afin d'adapter les réseaux de transport principal et régionaux. Le raccordement des parcs éoliens soulève des enjeux d'ordre technique touchant les capacités de transit, les plages de fonctionnement en tension et en fréquence, la régulation de la puissance réactive et le comportement des parcs éoliens lors de perturbations sur le réseau. Des outils de simulation permettent d'identifier les équipements à ajouter pour assurer en tout temps un comportement électrique adéquat du réseau. Il est primordial que ces outils de simulation représentent fidèlement la réalité, puisque d'importants investissements découlent des résultats qu'ils fournissent.

1.1 Balisage

Les outils de simulation de réseau utilisent comme intrant une modélisation du comportement électrique des éoliennes disponibles sur le marché. Ces modèles numériques de comportement des éoliennes, obtenus de simulations informatiques, sont propres à chaque manufacturier et à chaque modèle d'éoliennes. Le contenu spécifique de ces modèles numériques n'est pas toujours fourni par les manufacturiers, alors que les transporteurs doivent s'assurer que le comportement simulé des éoliennes est représentatif du comportement réel sur le réseau électrique. Il est donc parfois difficile pour les transporteurs de porter un jugement critique sur les modèles numériques proposés. Cette pratique de l'industrie limite aussi la capacité des transporteurs à suggérer des modifications aux éoliennes qui seraient susceptibles de réduire leur impact sur les réseaux de transport.

La croissance rapide de la production éolienne a entraîné l'élaboration d'exigences de raccordement pour les parcs éoliens, afin d'assurer le maintien de la sécurité d'exploitation des réseaux interconnectés. Ces exigences de raccordement ("grid codes") couvrent sensiblement les mêmes aspects avec des différences selon les particularités de chaque réseau.

La rapidité de réalisation et la mise en exploitation de nombreux projets éoliens au cours des dernières années ont aussi entraîné de nombreuses conditions de congestion sur les réseaux de transport en Europe comme en Amérique. Le principal défi pour les transporteurs est d'augmenter le plus rapidement possible la capacité de leur réseau et d'en faciliter l'accès pour la production d'énergie éolienne.

Quelques transporteurs envisagent de hausser leur capacité de transit seulement pour une partie de la capacité de la production éolienne et de restreindre la production éolienne lorsque surviennent des problèmes de congestion. Plusieurs transporteurs, dont Hydro-Québec TransÉnergie, planifient leur réseau en assurant un service de transport ferme correspondant à la pleine capacité installée de la production éolienne.

1.2 Travaux à Hydro-Québec

Hydro-Québec a élaboré des modèles de comportement électrique des éoliennes. Ces travaux ont permis de développer une expertise au sein de Hydro-Québec TransÉnergie et de l'IREQ, et de faciliter la modélisation des éoliennes dans les différents outils de simulation de réseau. Cette expertise est utilisée dans le cadre d'échanges fructueux avec des manufacturiers qui ont apporté des améliorations à leurs propres modèles de comportement d'éoliennes afin de les rendre plus représentatifs du comportement réel sur le réseau électrique.

Au Canada, l'Alberta et le Québec ont été les premiers à établir des exigences de raccordement spécifiques aux parcs éoliens, et plusieurs provinces se sont inspirées des exigences d'Hydro-Québec TransÉnergie pour établir les leurs. En 2005, le Transporteur a participé au groupe de travail mis sur pied par le NERC pour examiner la question des exigences de raccordement spécifiques aux parcs éoliens. Le NERC s'est d'ailleurs appuyé sur les exigences d'Hydro-Québec pour définir son positionnement en cette matière. Hydro-Québec TransÉnergie maintient aussi des contacts avec d'autres utilités qui souhaitent s'inspirer de ses exigences.

L'ensemble des études de raccordement des parcs du 1er appel d'offres de 990 MW a été réalisé et le "Projet d'intégration des parcs éoliens au réseau régional Matapédia" (R-3631-2007) a été déposé à la Régie pour approbation en juin 2007.

Pour le second appel d'offres de 2000 MW, un travail similaire sera effectué.

2 IMPACT DE L'ÉOLIEN SUR LES RÉSERVES D'EXPLOITATION ET SUR LES PROVISIONS POUR ALÉAS

Les quantités de ressources qui constituent les réserves d'exploitation sont établies pour assurer la fiabilité et la sécurité du service électrique en cas de panne d'équipements de production et le contrôleur du réseau détermine la quantité de ressources requises pour respecter les exigences de réserves d'exploitation. À cette quantité de ressources, il est ajouté une provision pour aléas afin de tenir compte des incertitudes de la prévision de la demande et de la disponibilité des équipements de production. Cette provision pour aléas réduit ainsi le risque d'encourir, en temps réel, un déficit de réserve d'exploitation.

Les quantités de réserves d'exploitation et de provisions pour aléas requises pour assurer la fiabilité et la sécurité du service électrique devront être

réévaluées pour prendre en compte les fluctuations imprévues de la production éolienne.

2.1 Balisage

De l'expérience acquise ailleurs dans le monde concernant les ressources à conserver en réserve pour faire face à l'aléa additionnel associé à la production éolienne et à la gestion de cet aléa, il ressort les points énumérés ci-dessous :

- La quantité de réserve d'exploitation requise augmente avec le taux de pénétration de l'éolien[5]: pour des taux de pénétration de l'ordre de 10 %, des augmentations de la quantité de réserve d'exploitation sont requises, et ce même pour des réseaux interconnectés ;

- La dispersion géographique des parcs éoliens tend à réduire les fluctuations de production éolienne, donc l'impact sur les réserves additionnelles requises ;

- Les coûts associés aux besoins additionnels de réserve et de provision pour aléas sont très variables, puisqu'ils dépendent des équipements de production qui assurent l'équilibrage et de la contribution des interconnexions avec les réseaux voisins ;

- Le principal outil pour atténuer l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne sur l'exploitation d'un réseau est la disponibilité d'une prévision de production éolienne précise ;

- La précision des prévisions de production éolienne est fonction des conditions météorologiques anticipées, notamment lors de passages de fronts ou lors de conditions climatiques extrêmes de température ou de

[5] Design and operation of Power systems with large amounts of wind power, IEA collaboration, Espoo, Finland, May 2006

vent; l'exploitant doit adapter ses pratiques d'exploitation en fonction de l'incertitude associée à la prévision de production.

2.2 Travaux à Hydro-Québec

L'évaluation des impacts de l'intégration de la production éolienne sur les différentes réserves requises est souvent basée sur l'analyse des variations de la charge nette de la production éolienne, sur différents horizons de temps. Dans un premier temps, Hydro-Québec entend appliquer ce type d'approche, compte tenu de sa simplicité ; cependant, l'impact des erreurs de prévision de la production éolienne n'est pas prise en compte par ce type d'analyse et une alternative doit être développée.

L'évaluation de tels impacts requiert le développement ou l'adaptation de simulateurs de réseau capables de prendre en compte les fluctuations de la production éolienne et leur prévisibilité sur différents horizons de temps (entre quelques secondes et plusieurs heures). Pour ce faire, un modèle de simulation de conduite du réseau est actuellement en développement à l'IREQ. Ce modèle sera en mesure de représenter les événements affectant la conduite d'un réseau dans la séquence où ils se produisent et de comparer des situations avec et sans éoliennes dans divers contextes (charge élevée, charge très basse, importante montée en charge, perte d'une ressource, etc.). Ainsi, il sera possible d'évaluer les quantités de réserves d'exploitation requises pour respecter les normes de fiabilité s'appliquant à la conduite d'un réseau et les impacts sur l'exploitation des équipements du réseau de transport. Le modèle de simulation prendra en considération la configuration propre au réseau d'Hydro-Québec et le type d'interconnexions (asynchrones) qui le relie aux réseaux voisins.

Puisque les résultats du balisage ont indiqué l'importance de disposer d'une prévision de production éolienne précise, le Distributeur a entamé des démarches à cet égard. Ainsi, depuis la mise en service du projet Baie-des-

Sables, le Distributeur utilise le système commercial de prévision de la production éolienne ANEMOS. Ce système a été développé dans le cadre d'un projet (du même nom) soutenu par la Communauté européenne. Ce projet visait à développer des modèles de prévision de production éolienne plus performants que ceux jusqu'alors en usage, en utilisant à la fois des méthodes statistiques et physiques de prévision (voir annexe 6B pour plus de détails). Ce système utilise comme principal intrant la prévision météorologique d'Environnement Canada ayant une résolution spatiale de 15 kilomètres. Les prévisions de production éolienne sont transmises à Hydro-Québec Production, conformément aux dispositions de l'Entente d'intégration, et sont rendues disponibles à Hydro-Québec TransÉnergie.

Ce système est exploité à Hydro-Québec Distribution par une équipe de prévisionnistes. Pour l'instant, le Distributeur émet deux prévisions de production par jour, à la suite de la réception des prévisions météorologiques d'Environnement Canada. Si un changement de conditions météorologiques est observé ou si la disponibilité des équipements diffère de celle prévue, les prévisions sont révisées et une nouvelle transmission est effectuée. En cas de conditions météorologiques extrêmes anticipées (température sous les -30 degrés Celsius ou vents extrêmes pouvant causer l'arrêt des éoliennes, conditions de verglas pouvant perturber la production, etc.) l'équipe suit la situation de près et avise Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie de son évolution.

Des améliorations au système de prévision de production éolienne actuellement en exploitation sont aussi prévues :

- les prévisions de production seront révisées à toutes les heures en fonction des données observées aux parcs éoliens et acheminées en temps réel vers le système de prévision de production ; il devrait

s'ensuivre une amélioration substantielle des prévisions pour les 4 à 6 premières heures de l'horizon prévisionnel ;

- l'incertitude des prévisions de production sur un horizon de 48 heures sera quantifiée en fonction des conditions météorologiques anticipées, ce qui permettra à l'exploitant d'apprécier le niveau de confiance associé à la prévision de production éolienne.

Hydro-Québec a aussi entrepris un programme d'innovation technologique et collabore avec Environnement Canada pour développer un système de prévisions numériques de la météo à une échelle allant jusqu'à 200 m. Ce système, appelé SPÉO, permettra de mieux représenter les effets locaux de la topographie du parc et de ses environs.

3 IMPACT DE L'ÉOLIEN SUR L'UTILISATION DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ASSURANT L'ÉQUILIBRAGE

La flexibilité des équipements de production est mise à contribution pour équilibrer la production éolienne. Les fluctuations de la production éolienne sont compensées par des variations équivalentes de la production des groupes turbine alternateur. Une partie de cette variation étant imprévisible, le programme de production doit être réajusté en temps réel, causant diverses pertes.

3.1 Balisage

Dans le cas des réseaux thermiques, les coûts proviennent principalement d'une augmentation des arrêts/démarrages des groupes et de l'exploitation des groupes à des températures ou des plages d'opération non optimales causant ainsi des pertes de rendement, engendrant ainsi des frais additionnels en achat de combustible. Dans le cas des parcs à prédominance hydroélectrique, les coûts proviennent d'écarts de rendement et d'une augmentation des

arrêts/démarrages des groupes ainsi que d'une gestion sous-optimale des biefs et des programmes de maintenance. De plus, pour les parcs hydroélectriques, une production hydraulique minimale doit être maintenue pour respecter les diverses contraintes d'exploitation, comme par exemples les débits minimums en rivières, le transit minimal sur certains tronçons des réseaux de transport et l'alimentation de groupes auxiliaires. En période de faible charge, la production éolienne réduit l'écart entre la demande et la production minimale réduisant d'autant la marge de manœuvre pour le chargement optimal des groupes hydrauliques, la gestion des biefs et l'équilibrage de l'éolien. Cette marge de manœuvre peut aussi être réduite en période de crue, lorsque la production hydraulique est à son maximum aux centrales au fil de l'eau.

Peu d'études quantifiant l'impact de l'intégration éolienne pour des parcs à prédominance hydroélectrique sont disponibles. Une étude de Manitoba Hydro[1] indique que, pour un taux de pénétration éolien de l'ordre de 10 %, 50 % des coûts d'intégration proviennent d'une utilisation moins efficace des ressources hydrauliques. Ces résultats sont toutefois spécifiques à leur parc de production, qui est par ailleurs différent de celui d'Hydro-Québec.

3.2 Travaux à Hydro-Québec

Hydro-Québec Production a intégré la prévision de production éolienne des parcs en exploitation à son processus de programmation de la production. Cette prévision est donc prise en compte dans les bilans de puissance et les programmes de production du Producteur. Hydro-Québec déterminera les services complémentaires requis pour intégrer et équilibrer la production des parcs éoliens. Sur la base des services requis, Hydro-Québec Distribution pourra

[1] Girling Bill, "Wind/Hydro Integration for Manitoba Hydro's System", présentation UWIG, 22 mars 2007.

négocier une nouvelle entente d'intégration de la production éolienne, laquelle sera soumise à l'approbation de la Régie.

4 CONTRIBUTION DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE À LA FIABILITÉ EN PUISSANCE DES APPROVISIONNEMENTS

Même si la production des éoliennes à une heure donnée n'est pas garantie à 100 %, leur présence peut tout de même contribuer à satisfaire une partie des besoins en puissance dans une zone de contrôle. Le problème majeur consiste à évaluer cette contribution compte tenu de la sévérité des critères de fiabilité en puissance appliqués dans l'industrie.

4.1 Balisage

Les approches développées pour évaluer la contribution en puissance des éoliennes s'appuient sur la comparaison de situations avec et sans éoliennes et cherchent à établir la charge additionnelle (en mégawatts) en mesure d'être alimentée lors de l'introduction d'une production éolienne, tout en maintenant constante la fiabilité d'un réseau. De telles évaluations ont été conduites pour plusieurs réseaux. Dans les zones de contrôle où le taux de pénétration éolien à la pointe est faible, les résultats indiquent généralement que la contribution en puissance est équivalente au facteur d'utilisation des éoliennes pendant la saison où la pointe annuelle se produit. Cette contribution en puissance décroît lorsque le taux de pénétration augmente.

Par contre, peu de réseaux ont une pointe hivernale qui coïncide avec des températures très froides (sous les -30ºC) susceptibles de forcer l'arrêt des éoliennes. Seuls le Québec et le Manitoba semblent connaître ce type de problème. Le Manitoba utilise une hypothèse de contribution en puissance nulle, mais n'a pas tenté d'approfondir le problème, étant donné les surplus de puissance dont cette province dispose actuellement.

Le problème de coïncidence entre les températures froides et les arrêts potentiels de production rend donc difficile la transposition des résultats obtenus dans les autres réseaux au cas du Québec. Des évaluations spécifiques au cas du Québec doivent donc être menées sur la base de méthodes en mesure de prendre en considération le problème de coïncidence.

4.2 Travaux à Hydro-Québec

La coïncidence entre la demande, les températures très froides et la présence de vent dans l'est du Québec a été examinée. Cet examen a été réalisé à partir de données mesurées aux stations météorologiques d'Environnement Canada et extrapolées pour les sites de production du premier appel d'offres. Une analyse préliminaire des 14 pointes de demande électrique les plus importantes sur la période 1971-2006 (constituant la chronique météorologique utilisée en référence par Hydro-Québec Distribution) a été effectuée, certaines de ces pointes, comme par exemple celle du 4 janvier 1981, étant beaucoup plus importantes que les autres. Les résultats montrent que :

- Concernant l'effet de basses températures, 4 cas présentent des arrêts de production d'un ou de plusieurs parcs, dont un cas avec l'arrêt de tous les parcs correspondant à la pointe du 4 janvier 1981 ;
- Concernant le régime des vents lors de condition de pointe, 3 cas sur les 14 montrent la présence de systèmes de haute pression installés dans le nord-est de l'Amérique produisant des conditions de faible vent peu favorables à la production éolienne; dans les autres cas, les conditions de vents observées à 10 mètres dans l'est du Québec sont propices à la production éolienne ;
- Lors des 4 cas d'arrêt pour basse température, les conditions de vents observées à 10 mètres auraient été propices à la production éolienne en Gaspésie.

Notons toutefois qu'il s'agit d'événements ponctuels dont les répercussions doivent être modélisées à l'échelle locale, que les données de vent disponibles durant ces événements peuvent différer selon l'altitude et qu'aucune production éolienne n'a alors été réellement mesurée. Conséquemment, il serait imprudent de généraliser ces constatations.

Hydro-Québec Distribution a également réalisé une analyse préliminaire à l'aide d'un modèle disponible commercialement pour évaluer de la fiabilité en puissance disponible commercialement. Toutefois, ce type de modèle n'est pas en mesure de prendre en considération la corrélation entre la pointe du réseau et les arrêts potentiels de production par temps très froid. Il n'est donc pas surprenant que les résultats obtenus diffèrent peu de ceux relevés lors du balisage. Ainsi, les résultats indiquent que la contribution en puissance des 990 MW d'éoliennes en Gaspésie pourrait s'élever à 300 MW, soit environ 30 % de la puissance installée. Toutefois, puisque la corrélation entre la pointe du réseau et les arrêts potentiels de production par temps très froid ne sont pas pris en compte, ce résultat représente nettement une limite maximale à la contribution en puissance des éoliennes.

Afin de poursuivre les analyses sur le sujet, Hydro-Québec utilisera la chronique de production éolienne sur une période de 36 ans coïncidente avec l'historique météorologique qui constitue, pour l'instant, la meilleure information de base disponible. Ces séries serviront d'intrants aux simulateurs chronologiques qu'Hydro-Québec entend utiliser pour l'évaluation de la fiabilité en puissance des approvisionnements. Ces simulateurs prennent explicitement en considération la corrélation entre la production éolienne et la pointe des besoins du Distributeur.

ANNEXE 6B

LE SYSTÈME DE PRÉVISION DE PRODUCTION ÉOLIENNE ANEMOS

À l'automne 2006 Hydro-Québec Distribution a fait l'acquisition de licences logicielles du système de prévision de production éolienne ANEMOS.

Ce logiciel découle des efforts de développement entrepris par un consortium formé de 7 pays de la Communauté européenne. Ce projet visait à développer des modèles de prévision de production éolienne plus performants que ceux jusqu'alors en usage. Des acteurs majeurs de l'éolien ont participé au projet dont des instituts de recherche, des universités, des industries, des entreprises de services publics, des transporteurs et opérateurs de réseaux ainsi que des centres météorologiques nationaux et des agences énergétiques. L'image suivante présente les membres du consortium.

FIGURE 6B-1
MEMBRES DU CONSORTIUM ANEMOS

Dans le cadre de ce projet, des modèles de prévisions utilisant des approches statistiques et physiques ont été développés. Des critères de comparaison standardisés et des évaluations de performance ont permis de comparer les modèles pour différents cas d'étude pour faire ressortir les forces et faiblesses des différentes approches. Les méthodes de combinaison de prévisions provenant de différents modèles ont aussi été évaluées dans le but d'améliorer la robustesse et la précision des prévisions.

Un des résultats importants de ces efforts de recherche est le logiciel ANÉMOS. Cette plate-forme permet d'utiliser les prévisions météorologiques de n'importe quel centre météorologique, de faire fonctionner plus de 5 modèles de prévision, d'en combiner les résultats, de consulter les données à l'écran et de faire des rapports de performance. Des modules du logiciel permettent également d'évaluer l'incertitude associée aux prévisions de production. En date de mars 2006, le logiciel était utilisé par huit clients dont des opérateurs de réseau, des entreprises de services publics et des propriétaires de parcs éoliens.

La licence d'Hydro-Québec Distribution permet l'utilisation de deux modèles de prévision: un modèle simple dit "power curve" qui permet de faire des prévisions avec très peu de données des parcs de production (ce qui est le cas à la suite d'une mise en service) et le modèle statistique WPPT (pour « Wind Power Prediction Tool »). Ce dernier modèle a été développé par l'institut « Informatics and Mathematical Modelling » de l'Université technique du Danemark. La première version de WPPT a été mise en opération dans la partie ouest du Danemark en 1994 et dans la partie est du pays en 1999. Ce modèle a été amélioré à plusieurs reprises au fil des ans et différentes versions ont été mises en opération.

Les deux modèles sous licence utilisent comme principal intrant la prévision météorologique d'Environnement Canada ayant une résolution spatiale de 15 kilomètres. Dans le cas de WPPT, un historique des prévisions

météorologiques et de production est utilisé pour estimer les paramètres du modèle. De plus, ces paramètres sont dynamiquement ré-estimés à chaque acquisition de nouvelles données de production (sur une fenêtre de temps mobile), ce qui permet au modèle de s'adapter automatiquement aux changements (de saison, de version de modèles, de prévision météo, etc.). Ce modèle produit des prévisions à toutes les heures en fonction des dernières productions mesurées aux parcs éoliens; cela permet une amélioration importante de la qualité des prévisions pour les six prochaines heures. Pour plus de détails, le lecteur peut se référer au site internet du projet ANEMOS (http://anemos.cma.fr/) et aux articles suivants :

- Waldl, I., et al, *"The ANEMOS Wind Power Forecasting Platform"*, In Proc. of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006 (aussi disponible sur site web du projet ANEMOS) ;

- Kariniotakis, G., Halliday, J., et al, *"Next Generation Short-term Forecasting of Wind Power - Overview of the Anemos Project"*, CD-Rom proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2006, Athens, Greece, 27 February- 2 March 2006 (aussi disponible sur site web du projet ANEMOS) ;

- Nielsen,T.S., Madsen, H., Nielsen, H. Aa., Landberg, L. Giebel G., *"ZEPHYR – THE PREDICTION MODELS"*, disponible à l'adresse http://www2.imm.dtu.dk/pubdb/views/edoc_download.php/683/pdf/imm683.pdf

ANNEXE 6C

BALISAGE SUR L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE – BIBLIOGRAPHIE ET ADRESSES INTERNET

AESO (Alberta Electric System Operator), " *Wind Integration Impacts Studies – Phase 2 – Assessing the impacts of increased wind power on AIES operations and mitigating measures*", 2006, 58 pages.

Axelsson U., Muray R., Neimane V., "*4000MW wind power in Sweden - Impact on regulation and reserve requirements*", Elforsk Rapport 05:19, Septembre 2005, 123 pages.

BTM Consult ApS, "*International Wind Energy Development - Wind World Market Update 2006*"; Mars 2006

Campen, B.V. "*Draft report, International Literature Review – Grid impact of Wind Penetration With Emphasis on Hydro-Dominated Systems*", The University of Aukland Business School – Energy Centre, 2006, 29 pages.

DENA, "*Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the year 2020* ", Mars 2005, 23 pages.

EnerNex Corporation and Wind Logics, "*Wind Integration Study – Final Report*", Report for Xcel Energy and the Minnesota Department of Commerce, Septembre 2004, 145 pages.

EnerNex Corporation, "*Wind Integration Study for Public Service Compagny of Colorado – Final Report*", Mai 2006, 119 pages.

Energy Link et MWH NZ, "*Wind Energy Integration in New Zealand*", Report prepared for Ministry of Economic Development Energy Efficiency and Conservation Authority, Mai 2005. 81 pages

Estanqueiro A. I., Ferreira J.M., Ricardo J., Santos A., Peças Lopes J.A., "*Barriers (and Solutions…) to very high wind penetration in Power Systems*", IEEE (1-4244-1298-6-07), 2007, 7 pages

Exeter Associates, "*Review of International Experience Integrating Variable Renewable Energy Generation*", Rapport préparé pour la California Energy Commission, Avril 2007, 99 pages

EWEA Report, «*Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply*», 2005, 172 pages.

FERC Order # 890. "*Open Access Transmission Tariff (OATT) Reform*" (à propos des règles d'intégration des énergies renouvelables).

Garrad Hassan, "*International Report 2005*", Report prepared for the Electricity Supply Industry Planning Council of South Australia, 2005, 181 pages.

Garrad Hassan, ESB International, "*The Impacts of Increased Levels of Wind Penetration on the Electricity Systems of The Republic of Ireland and Northern Ireland:: Final Report*", Rapport prepare pour la Commission for Energy, 2003, 155 pages.

GE Energy, "*The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability, and operations – Report on phase 2*", Prepared for The New York State Energy Research And Development Authority, Mars 2004, 171 pages.

GE Power Systems energy Consulting, "*The effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operation*", Report prepare pour le New York State Energy Research and Development Authority, Février 2004, 133 pages.

GE Energy, *Ontario Wind Integration Study*, Report to Ontorio Power Authority, Independent Electricity System Operator (IESO) et CANWEA, Octobre 2006, 102 pages

Giebel, G., Landberg, L., Kariniotakis, G., Brownsword, R., *"State-of-the-Art on Methods and Software Tools for Short-Term Prediction of Wind Energy Production"*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC 2003, Madrid, Espagne, Juin 2003 (aussi disponible sur site web du project ANEMOS).

Giebel G. (RISO National Laboratory, «*Wind Power has a Capacity Credit*», 2006, 13 pages

Girling Bill, *"Wind/Hydro Integration for Manitoba Hydro's System"*, présentation au workshop d'UWIG à Portland, Mars 2007.

Holttinen, H. "*Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries*", Septembre 2004, 22 pages.

Holttinen H., Meibom P., Ensslin C., Hofmann L., McCann J., Pierik J., Tande J., Hagstrom E., Estanqueiro A., amaris H. Sode L., Strbac G., Parsons B., *Design and operation of Power systems with large amounts of wind power*, IEA collaboration, Nordic Wind Power conference Espoo, Finlande, Mai 2006, 8 pages.

Justus. D., "*International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation - Case Study 5: Wind Power Integration into Electricity Systems*", Rapport prepare pour l'OCDE- Agence internationale de l'énergie, 2005, 32 pages.

Kariniotakis, G., I. Marti, et al, *"What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site charateristics?",* CD-Rom proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2004, Londre, Grande Bretagne, Novembre 2004 (aussi disponible sur site web du project ANEMOS).

Kariniotakis, G., Halliday, J., et al, *"Next Generation Short-term Forecasting of Wind Power - Overview of the Anemos Project"*, CD-Rom proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2006, Athènes, Grèce, Février -mars 2006 (aussi disponible sur site web du project ANEMOS).

Kirby B., Milligan M., *A Method and Case Study for Estimating the ramping Capability of a Control Area* or Balancing Authority and Implications for Moderate or High Wind Penetration", 2006, 19 pages.

Idaho Power, "*Operational Impacts of Integrating Wind Generation into Idaho Power's Existing Resource Portfolio*", 2007, 99 pages

Imperial College London – Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre, ''*The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the cost and impacts of intermittent generation on the British electricity network*", 2006, 112 pages.

International Energy Agency, "*Variability of Wind Power and Other Renewables – Management, options and strategies*", 2005, 51 pages.

International Energy Agency – Wind -Task XXV, "Design and Operations of Power Systems with Large Amounts of Wind Power – State-of-the-art Report", 2007, plus de 145 pages

Marti I., Kariniotakis, G.et al, "*Evaluation of Advanced Wind Power Forecasting Models*" CD-Rom proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2006, Athènes, Grèce, Février-mars 2006 (aussi disponible sur site web du project ANEMOS).

Manitoba Hydro, ''*Clarification of Wind Turbine Cold Weather Considerations: Manitoba Hydro Summary*" (Exhibit MH-NCN-1030 Section A), 2004, 5 pages.

Milligan, M., Smith C., DeMeo E., Oakleaf B., Wolf K., Schuerger M., Zavadil R., Ahlstrom M., Nakafuji D.Y., "*Grid Impacts of Wind Power Variability: Recents assessements from a Variety of Utilities in the United-States*", 2005, 13 pages.

NEMMCO (National Electricity Market Management Company, Australia), "*Intermittent Generation in the National Electricity Market*", Mars 2003, 33 pages.

Northwest Wind Integration Action Plan, Rapport du Northwest Power and Conservation Council (Oregon, États-Unis), Mars 2007

NYISO, "*Evolution of Electricity Markets to Accommodate Wind Energy*", Rapport prepare pour l'American Wind Energy Association, Juin 2006, 31 pages.

Olason T., Welt F., Shiels D., *"Short-Term Generation and Transaction Scheduling at Manitoba Hydro using the Vista Decision Support System"*, 14 pages

O'Malley M., Denny E., "*Quantifying the Total Net Benefits of Grid Integrated Wind*", 11 pages

SEI (Sustainable Energy Ireland), *"Operating Reserve Requirements as Wind Power Penetration Increases in the Irish Electricity System*", Août 2004, 155 pages.

Söder, L., "*Imbalance management and reserve requirements*", IEEE-Cigre Workshop, Oslo, Norvège, Juin 2002, 6 pages.

Soder, L., "*Modelling approach impact on estimation of integration cost of wind power*", 2005, 13 pages.

Tande, J.O. (SINTEF Energy Research), ''*Impact of integrating wind power in the Norwegian power system*", 2006, 48 pages.

TransPower System Operator (en Nouvelle-Zélande), "*Manawatu Wind Generation, Observed Impact on the Scheduling and Dispatch Processes*", Rapport préparé pour la New Zealand Electricity Commission, Septembre 2005, 82 pages.

Adresses de sites Internet d'intérêt

Agence internationale de l'énergie – Énergie éolienne : http://www.ieawind.org/
American Wind Energy Association – AWEA: http://www.awea.org/
Canadian Wind Energy Association – CANWEA: http://www.canwea.ca/
European Wind Energy Association – EWEC: http://www.ewea.org/
Global Wind Energy Council – GWEC: http://www.gwec.net/
Utility Wind Integration Group - UWIG: http://www.uwig.org/
Anemos Wind Power Forecasting: http://anemos.cma.fr/

ANNEXE 7A

GESTION DE L'EXPOSITION AUX RISQUES DES CONTREPARTIES

TABLEAU 7A-1
LIMITES MAXIMALES AUTORISÉES
PAR CATÉGORIES DE CONTREPARTIES ÉNERGÉTIQUES
POUR LES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

	CATÉGORIE DE RISQUE INTERNE	NIVEAU DE RISQUE	STANDARD &POOR'S	Moody's Investors Service	LIMITES MAXIMALES		
					Contrats de long terme	Contrats de court terme	
Qualité investissement	1	Très faible	AAA AA+ / AA / AA-	Aaa Aa1 / Aa2 / Aa3	30 M$	80 M$	Risque faible
	2	faible	A+ / A / A-	A1 / A2 / A3	30 M$	60 M$	
	3	moyen-faible	BBB+	Baa1	15 M$	40 M$	Risque moyen
	4	moyen	BBB	Baa2	5 M$	30 M$	
	5	moyen-élevé	BBB-	Baa3	1 M$	20 M$	
Pacotille	6	élevé	BB+ / BB / BB- B+ / B / B-	Ba1 / Ba2 / Ba3 B1 / B2 / B3	Aucune transaction sans dépôt de garantie bancaire		Risque élevé
	7	très élevé	CCC+ / CCC / CCC- CC / D	Caa / Ca C / D			