

COMPLÉMENT D'INFORMATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

APPROVISIONNEMENTS

TABLE DES MATIÈRES

1. HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026	7
2. SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026	11
3. BILANS ET APPROVISIONNEMENTS	15
3.1. Bilans et stratégie	17
3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans.....	19
3.3. Économies d'énergie.....	22
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	23
4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	25
4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	25
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	27
4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur	28
4.5. Stock des réservoirs du Producteur et apports annuels	28
4.6. Conciliation des bilans de puissance.....	30
4.7. Différences entre les rapports présentés au NPCC et à la NERC	33
4.8. Critère de conception du réseau de transport.....	33
5. GESTION DES RISQUES	35
5.1. Risques liés aux fluctuations de la demande.....	37
5.2. Risques liés aux fluctuations des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes .	37
5.3. Risques liés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par un contrat de long terme.....	38
5.4. Risques liés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par des ententes de court terme	38
5.5. Risques liés au défaut des contreparties.....	38
5.6. Risques liés aux opérations transactionnelles	38
6. CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS	41
6.1. Capacité de référence des interconnexions.....	43
6.2. Capacité d'importation en énergie et en puissance	44
6.3. Nouveaux projets d'interconnexion prévus à partir de 2021	47

7. POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE.....	49
7.1. Introduction.....	51
7.2. Contexte de la gestion de la demande de puissance.....	51
7.3. Évaluation du PTÉ – secteurs résidentiel, commercial et institutionnel et PMI.....	54
7.4. Résultats.....	57
7.5. Conclusion.....	62
8. PROFILS DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	63
8.1. Profil horaire des besoins et des approvisionnements additionnels requis.....	65
8.2. Caractéristiques mensuelles des approvisionnements additionnels requis	68
9. HISTORIQUE DES APPROVISIONNEMENTS	71
10. COÛT DES APPROVISIONNEMENTS.....	75
11. AUTRES INFORMATIONS RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS	79
11.1. Suivi des conventions d'énergie différée.....	81
11.2. Entente concernant les services complémentaires associés à l'approvisionnement patrimonial.....	82
11.3. Suivi sur la vente d'attributs environnementaux.....	89
11.4. Évaluation des coûts de transport associés aux appels d'offres de long terme.....	89

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 : Bilan d'énergie.....	17
Tableau 3.2 : Bilan de puissance	18
Tableau 3.3 : Description et contribution des approvisionnements existants et prévus.....	19
Tableau 4.1 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	25
Tableau 4.2 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance.....	26
Tableau 4.3 : Contribution en puissance et taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance	27
Tableau 4.4 : Apports annuels moyens pour le parc du Producteur en 2018.....	28
Tableau 4.5 : Stocks maximaux des réservoirs du parc du Producteur	28
Tableau 4.6 : Écarts annuels des apports énergétiques des réservoirs du Producteur – 1943-2018.....	30

Tableau 4.7 : Comparaison des besoins et ressources pris en compte dans les revues au NPCC et le plan d'approvisionnement du Distributeur	32
Tableau 6.1 : Capacités d'importation au Québec (en MW) État de la situation pour la période 2019 – 2021	43
Tableau 7.1 : Mesures évaluées pour le marché résidentiel	55
Tableau 7.2 : Mesures évaluées pour les secteurs CI et PMI	56
Tableau 7.3 : PTÉ regroupé – Secteur résidentiel Année 2020	58
Tableau 7.4 : PTÉ regroupé – Secteur résidentiel Années 2020, 2025 et 2030	58
Tableau 7.5 : PTÉ regroupé – Secteurs CI (sans mesure Groupe Électrogène) – Année 2020	60
Tableau 7.6 : PTÉ regroupé – Secteurs CI Années 2020, 2025 et 2030	60
Tableau 7.7 : PTÉ regroupé – Secteur PMI Année 2020	61
Tableau 7.8 : PTÉ regroupé – Secteur PMI Année 2020, 2025, 2030	61
Tableau 7.9 : PTÉ regroupé – Secteurs résidentiel, CI et PMI années 2020, 2025 et 2030	62
Tableau 9.1 : Données historiques relatives aux approvisionnements	73
Tableau 9.2 : Données historiques relatives aux achats de puissance sur les marchés de court terme	74
Tableau 10.1 : Coût des approvisionnements existants et prévus	77
Tableau 11.1 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence - sommaire	81
Tableau 11.2 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat de base (350 MW)	81
Tableau 11.3 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW)	81

LISTE DES FIGURES

Figure 4.1 : Écarts annuels des apports énergétiques des réservoirs du Producteur 1943-2018	29
Figure 6.1 : Carte des interconnexions.....	44
Figure 7.1 : Exemple de profil de charge lors de la journée de la pointe annuelle du réseau	52
Figure 8.1 : Comparaison du profil horaire des besoins réguliers du Distributeur (2021 et 2029) avec la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale	65
Figure 8.2 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2020.....	66
Figure 8.3 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2021	66
Figure 8.4 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2022.....	67
Figure 8.5 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2029.....	67
Figure 8.6 : Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2020	68
Figure 8.7 : Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2021	68
Figure 8.8 : Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2022	69

1. HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTES DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

Le 10 décembre 2016	Sanction de la <i>Loi concernant la mise en œuvre de la politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives</i> (R.A.L.Q.2016, chapitre 35).
Le 1^{er} janvier 2017	Loi sur la Transition énergétique Québec (chapitre T-11.02).
Le 3 novembre 2017	Rejet de la demande d'approbation du programme de conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel (décision D-2017-119).
Le 20 décembre 2017	Décision finale de la Régie relative à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (décision D-2017-140).
Le 6 avril 2018	Approbation de la Régie concernant la demande d'autorisation pour le raccordement du village de la Romaine au réseau intégré (décision D-2018-042).
Le 22 mai 2018	Dépôt de la demande relative au programme de GDP Affaires (dossier R-4041-2018).
Le 25 mai 2018	Annonce du raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau d'Hydro-Québec par câble sous-marin, dès 2025.
Le 14 juin 2018	Dépôt de la demande de fixation des tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (dossier R-4045-2018).
Le 23 août 2018	Dépôt de la demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et des critères d'analyse des soumissions en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (dossier R-4045-2018).
Le 22 octobre 2018	Approbation par la Régie du contrat d'approvisionnement en électricité d'un bloc de 6 MW dans le cadre d'un projet de production d'énergie éolienne aux Îles-de-la-Madeleine.
Le 29 octobre 2018	Décision finale sur le rapport relatif à l'avancement des travaux du programme « Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau » (décision D-2018-151).
Le 15 février 2019	Conclusion du contrat d'approvisionnement en électricité en provenance de la petite centrale hydraulique de Manouane Sipi, dont l'entrée en service est prévue pour 2024.
Le 30 avril 2019	Approbation par la Régie de la demande de dispense relative de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'entente globale cadre pour la période du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2022 (décision D-2019-053).

- Le 12 juin 2019** *Présentation à l'assemblée nationale du projet de loi n°34 : Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité.*
- Le 1^{er} août 2019** *Prolongation de l'ordonnance de sauvegarde et retrait des restrictions quant à la participation au programme de GDP Affaires et au montant de l'appui financier (décision D-2019-092).*
- Le 27 septembre 2019** *Décision portant sur la demande d'approbation des Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (décision D-2019-119).*

2. SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

1 Au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2017-2026, en novembre 2016, le
2 Distributeur anticipait une croissance faible des besoins ainsi que des surplus en énergie
3 importants, de l'ordre de 10 TWh par année. Pour assurer l'équilibre du bilan d'énergie, le
4 Distributeur comptait sur la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale. En hiver, des
5 achats sur les marchés de court terme et la contribution en énergie du nouveau contrat de
6 puissance avec le Producteur étaient prévus pour répondre aux besoins additionnels en
7 énergie.

8 En puissance, les besoins prévus au dernier plan excédaient les approvisionnements
9 disponibles à partir de l'hiver 2023-2024. Compte tenu des délais, aucun appel d'offres n'était
10 toutefois prévu jusqu'au dépôt du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Plan »). Le
11 Distributeur confirmait également sa volonté de s'appuyer sur des moyens flexibles, comme
12 la gestion de la demande de puissance (GDP) et les marchés de court terme, pour répondre
13 aux besoins.

14 Pour favoriser une utilisation maximale des approvisionnements de son portefeuille, le
15 Distributeur a intensifié ses efforts en développement de marché, notamment auprès des
16 secteurs des centres de données, des serres et des chaînes de blocs. De plus, les orientations
17 en termes de transition énergétique accentuent les démarches prévues d'électrification du
18 secteur des transports. Les besoins en énergie sont donc plus élevés que ceux qui étaient
19 prévus pour la même période dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026. Par exemple,
20 pour 2026, les besoins en énergie sont passés de 189 TWh à 197,4 TWh entre le dernier plan
21 et le présent plan.

22 Cette croissance des besoins permet une utilisation accrue de l'électricité patrimoniale, la
23 portion inutilisée de cet approvisionnement étant ainsi réduite de 6 TWh en 2026 par rapport
24 au Plan d'approvisionnement 2017-2026. Sur la période du Plan, un nouvel
25 approvisionnement en énergie sera nécessaire, à partir de 2027.

26 Pour compenser la hausse des besoins en puissance, plusieurs mesures ont été mises en
27 place ou le seront dans les prochaines années afin de réduire la consommation de la clientèle
28 en période de pointe. Les interventions en gestion de la demande de puissance voient ainsi
29 leur contribution au bilan augmenter de 1 700 MW en 2026. Ces moyens permettent de
30 reporter à l'hiver 2025-2026 le besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance,
31 repoussant ainsi le lancement d'un appel d'offres.

3. BILANS ET APPROVISIONNEMENTS

3.1. Bilans et stratégie

- 1 Les bilans d'énergie et de puissance intègrent les approvisionnements existants et projetés, décrits à la
- 2 section 3.2.

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
▪ Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>3,9</i>	<i>2,5</i>	<i>2,0</i>	<i>1,2</i>	<i>1,7</i>	<i>3,1</i>	<i>1,5</i>	<i>0,4</i>	<i>0,6</i>

**TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

1 Les besoins à approvisionner sont en croissance sur la période couverte par le Plan,
2 notamment en raison des efforts de développement des marchés et de l'électrification des
3 transports.

4 Les approvisionnements sous contrat du Distributeur, jumelés aux achats prévus sur les
5 marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins en énergie jusqu'en 2026
6 inclusivement. En puissance, le Distributeur mise sur le développement de moyens de gestion
7 de la demande de puissance (GDP) et sur les achats de puissance auprès des marchés de
8 court terme pour assurer l'équilibre du bilan.

9 Compte tenu de la fin de certains contrats et de la croissance des besoins, un nouvel
10 approvisionnement de long terme sera requis, à partir de l'hiver 2025-2026 selon le bilan de
11 puissance et de l'année 2027 selon celui d'énergie. Le Distributeur suit de près l'évolution de
12 la situation de l'équilibre énergétique et présentera, au moment opportun, une stratégie visant
13 l'acquisition de nouveaux approvisionnements.

3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans

TABLEAU 3.3 :
DESCRIPTION ET CONTRIBUTION DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Approvisionnements existants			
Contrats et ententes avec Hydro-Québec Production (HQP)			
Électricité patrimoniale	Bloc d'énergie réservée pour la clientèle québécoise, produite à partir des centrales patrimoniales d'HQP	Jusqu'à 178,9 TWh	37 442 MW
Contrat en base	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie	3,1 TWh	350 MW
Contrat cyclable	Contrat dont les livraisons peuvent être modulées d'heure en heure	Jusqu'à 2,2 TWh	250 MW
Conventions d'énergie différée/rappelée	Ententes permettant de procéder à des retours de l'énergie des contrats de base et cyclable qui avait été différée de 2008 à 2010	Varie selon les rappels prévus, atteint jusqu'à 1 TWh selon la planification actuelle	Varie selon les rappels prévus, peut atteindre 400 MW
Puissance découlant de l'A/O 2015-01	Trois contrats en puissance qui procurent jusqu'à 351 heures d'énergie à la demande du Distributeur	0,2 TWh	500 MW
Service d'intégration éolienne	Service assurant l'équilibrage de la production éolienne, des retours d'énergie stables et une garantie de puissance	Raffermit les livraisons des parcs éoliens à hauteur de 35% de la puissance éolienne installée, sur une base annuelle	Garantit 40 % de la puissance éolienne installée
	Une demande d'approbation pour la reconduction du service est présentement à l'étude par la Régie (dossier R-4061-2018)		Atteint près de 1 500 MW
Entente globale cadre	Entente qui encadre les dépassements à l'électricité patrimoniale. L'entente a été renouvelée pour la période 2020-2022 (D-2019-053)	Aucune énergie inscrite au bilan en vertu de cette entente	-

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Contrats et ententes avec des fournisseurs privés			
Éolien	Trente-neuf (39) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres	Jusqu'à 11,4 TWh	Voir Service d'intégration éolienne
Biomasse	Vingt-trois (23) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres et du programme d'achat d'électricité	Jusqu'à 2,3 TWh	Jusqu'à 346 MW
Petites centrales hydrauliques	Dix (10) contrats conclus dans le cadre du programme d'achat d'électricité	Jusqu'à 0,6 TWh	Jusqu'à 144 MW
Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE	La suspension est planifiée jusqu'à la fin du contrat, en 2026	-	-
Gestion de la demande en puissance			
Électricité interruptible	Option tarifaire offerte aux clients de moyenne et de grande puissance (tarifs M, G9, L ou LG)		
	Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur production en pointe, à la demande du Distributeur	-	1 000 MW
GDP Affaires	Programme commercial offert aux clients Affaires admissibles		
	Un appui financier est versé aux participants qui réduisent leur demande pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur	-	Atteint 515 MW
Tarification dynamique	À compter de décembre 2019, des options de tarification dynamique seront offertes aux clients résidentiels et commerciaux. Les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance	-	Atteint 86 MW
	Les clients inscrits pourront réaliser des économies lorsqu'ils réduiront leur consommation d'électricité, en période de pointe, à la demande du Distributeur	-	
Marchés de court terme			
Achats d'énergie	Achats d'énergie prévus auprès des marchés voisins et québécois, par le biais des bourses d'énergie ou de transactions directes avec les fournisseurs	Jusqu'à 3 TWh en hiver	-
Achats de puissance	Achats prévus de produits de puissance de type UCAP auprès des marchés voisins et québécois. La contribution maximale est évaluée à 1 100 MW, en provenance des marchés de New York et de la zone de réglage du Québec.		Jusqu'à un maximum de 1 100 MW
	Cette évaluation repose sur la capacité des interconnexions et les contraintes techniques et commerciales présentés à la section 6	-	
Autres moyens			
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la quantité est réalisée à chaque automne par le Transporteur	-	250 MW

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Nouveaux approvisionnements prévus			
Interruption chaînes de blocs	<p>La planification pour ce moyen tient compte de la demande du Distributeur de fixer les tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc, présentement à l'étude par la Régie (dossier R-4045-2018)</p> <p>Cette demande prévoit la fourniture d'un service non ferme pour cet usage, ce qui signifie que les charges de cette clientèle pourront être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95% de la charge</p>	0,2 TWh au maximum	<p>Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc</p> <p>Atteint 682 MW</p>
Hilo	<p>La filiale Hilo d'Hydro-Québec assurera la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges. La livraison des services sera encadrée par un contrat de gré à gré entre la filiale et le Distributeur</p> <p>Les premières offres seront lancées en 2020 et un déploiement graduel est anticipé. Pour l'hiver 2019-2020, une contribution de 2 MW est inscrite au bilan, à titre de projet-pilote</p> <p>Dans un premier temps, les mesures visées reposent essentiellement sur le contrôle de charges de chauffage résidentiel. Un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) ayant été émis en mai 2019, les charges de chauffage de l'eau pourront éventuellement s'ajouter, selon la disponibilité d'un produit répondant aux critères anti-légionelle</p> <p>Éventuellement, des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées</p>	–	Jusqu'à 621 MW
Moyens additionnels potentiels de GDP	<p>Dans le but de maximiser la contribution des moyens de GDP, le Distributeur proposera des modifications à l'option d'électricité interruptible, ainsi qu'aux critères d'admissibilité au programme de GDP Affaires.</p> <p>Ces modifications seront présentées pour approbation à la Régie au moment opportun, en tenant compte des délais requis pour leur mise en place et suivant l'évolution du bilan de puissance.</p>	–	Jusqu'à 420 MW

3.3. Économies d'énergie

- 1 La contribution des efforts en économies d'énergie est un élément important des bilans
- 2 d'énergie et de puissance. Cet impact est directement pris en compte dans la prévision des
- 3 besoins et présenté aux sections 2 et 3 du complément d'information sur la Prévision de la
- 4 demande, à la pièce HQD-2, document 2.

Orientations du Distributeur
Clientèle résidentielle
> Sensibiliser les clients aux meilleures pratiques et les accompagner pour une meilleure gestion de l'énergie
> Améliorer les outils favorisant une meilleure connaissance de la consommation d'électricité
> Rester à l'affût des opportunités offertes par de nouveaux produits ou services
> Favoriser le développement des connaissances des jeunes en matière d'utilisation efficace de l'électricité
> Offrir un appui financier lorsque justifié, par exemple, pour les ménages à faible revenu
Clientèle affaires
> Optimiser l'offre de programmes, compte tenu des résultats obtenus dans les dernières années
> Demeurer à l'affût de développements technologiques et de nouvelles pratiques, notamment pour l'électrification efficace des bâtiments et des procédés industriels
> Élargir, s'il y a lieu, l'admissibilité au volet Système de gestion de l'énergie électrique inspiré d'ISO 50 001
Transformation de marchés
> Poursuivre les travaux auprès des organismes responsables afin de faire évoluer les normes et codes en matière d'efficacité énergétique

- 5 Par ailleurs, le Distributeur prévoit déposer à la Régie, en août 2021, une mise à jour du
- 6 potentiel technico-économique des mesures en efficacité énergétique.

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le Distributeur propose de réviser le critère de fiabilité en énergie, pour tenir compte de son historique des dernières années concernant les achats d'énergie sur les marchés voisins. Ainsi, le critère de fiabilité serait formulé comme suit :

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

Le changement apporté correspond à un rehaussement de 1 TWh de la dépendance maximale envers les marchés voisins. Le volume de 6 TWh est établi sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés voisins, pour 90 % des heures de l'hiver, comme présenté au tableau 6.1 de la section 6.

Le Distributeur soumet que cette évaluation est prudente, puisque la dépendance maximale envers les marchés voisins correspond à la capacité d'achat du Distributeur en hiver seulement alors que les volumes pouvant être acquis annuellement sont supérieurs.

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024
Achats d'énergie	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2
Surplus (réf. Tableau 3.1)	6,3	3,9	2,5	2,0	1,2
+ Aléa d'un écart type	3,7	4,2	4,7	4,9	5,2
Achats (+ 1 écart type)	1,2	2,1	3,3	3,7	4,6
Surplus (+ 1 écart type)	4,1	1,8	0,5	0,1	0

Le tableau 4.1 montre que l'ajout d'un aléa d'un écart type, ce qui représente plus de 5 TWh en 2024, rehausse les achats d'énergie requis. Ces achats demeurent toutefois sous la barre des 6 TWh sur la période de cinq ans. Les ressources du Distributeur sont donc suffisantes pour assurer le respect de ce critère de fiabilité.

4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve suffisante est requise. Cette réserve, qui permet de faire face aux aléas de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources, est inscrite au bilan de puissance présenté dans le tableau 3.2. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du

- 1 NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas
- 2 0,1 jour par année¹.
- 3 Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du
- 4 niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des
- 5 ressources déployées par le Distributeur.
- 6 Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de
- 7 fiabilité en puissance et les besoins à la pointe.

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

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%
État d'avancement 2018	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%

- 8 La méthode d'établissement de la réserve est la même que celle utilisée lors du précédent
- 9 plan d'approvisionnement.
- 10 L'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse continue d'être basé sur un taux
- 11 de pannes historique calculé à partir des données de production. Le Distributeur retient un
- 12 taux de panne de 6,5 %, mis à jour en utilisant l'historique des cinq dernières années.
- 13 Comme dans le précédent plan, la modélisation des petites centrales hydrauliques (PCH) est
- 14 basée sur la production réelle de ces centrales, puisque ce sont généralement des centrales
- 15 au fil de l'eau. Ainsi, le Distributeur utilise la distribution cumulative de production réelle de ces
- 16 centrales afin d'évaluer leur disponibilité en puissance à la pointe d'hiver. Cette distribution
- 17 tient compte de toutes les indisponibilités, y compris les pannes.
- 18 Le Distributeur a réévalué la contribution en puissance des éoliennes en utilisant les séries
- 19 historiques de production éolienne reconstituées par une firme spécialisée. La contribution en
- 20 puissance des éoliennes s'établit maintenant à 36 % de la capacité installée. Les résultats
- 21 détaillés de cette évaluation ont été déposés à la Régie dans le cadre du dossier
- 22 R-4061-2018². Le Distributeur souligne que ce changement à la contribution en puissance des
- 23 éoliennes n'a pas d'impact sur son bilan, car c'est la garantie de puissance fournie par le
- 24 service d'intégration éolienne qui y est inscrite, laquelle s'établit en hiver à 40 % de la capacité
- 25 éolienne en service commercial.

¹ Source : NPCC, Regional Reliability Reference Directory #1 Design and Operation of the Bulk Power System (https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf)
Dossier R-4061-2018, pièce HQD-1, document 1 ([B-0041](#)), annexe B révisée.

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

1 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité
 2 patrimoniale fournie par le Producteur, dont le parc de production est essentiellement
 3 hydraulique. Le Distributeur doit donc s'assurer que son principal fournisseur est en mesure
 4 de répondre à ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la
 5 Régie.

6 Dans sa décision D-2017-040 relative au Plan d'approvisionnement 2017-2026, la Régie
 7 reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le
 8 Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit
 9 éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre
 10 années consécutives.

11 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur.
 12 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de
 13 chaque année³.

14 Conformément à la décision D-2011-162, le Distributeur produit à la section 3.5 les données
 15 relatives aux stocks des réservoirs, à la variation de ces stocks et à l'historique des écarts des
 16 apports énergétiques du parc hydraulique ainsi que la mise à jour de l'estimation des déficits
 17 cumulés.

³ Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse suivante :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2017-140_CriteresFiabilite.html.

4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

1 Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début
 2 de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis
 3 du plan d'approvisionnement⁴.

4.5. Stock des réservoirs du Producteur et apports annuels

4 Le Distributeur présente les données obtenues du Producteur relatives aux stocks des
 5 réservoirs, à la variation de ces stocks et à l'historique des écarts des apports énergétiques
 6 du parc hydraulique ainsi que la mise à jour de l'estimation des déficits cumulés.

TABLEAU 4.4 :
APPORTS ANNUELS MOYENS POUR LE PARC DU PRODUCTEUR EN 2018

	TWh
Apports bruts pour le parc HQP (incluant Churchill Falls)	220,2
Restrictions	8,1
Apports nets	212,1

TABLEAU 4.5 :
STOCKS MAXIMAUX DES RÉSERVOIRS DU PARC DU PRODUCTEUR

	TWh
Stock maximal des réservoirs - janvier 2016	176,1
Ajouts depuis janvier 2016	0,7
Stock maximal des réservoirs - janvier 2019	176,8

Mise à jour de l'estimation des déficits cumulés correspondant à une probabilité de dépassement de 2 %

7 En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin de 2018, le déficit d'apports dont la
 8 probabilité de dépassement est de 2 % sur deux ans est de -65,1 TWh. Ainsi, la probabilité
 9 d'un déficit cumulé sur deux ans de 64 TWh (probabilité de dépassement de 2,17 %) est
 10 légèrement supérieure à 2 %. Le critère de fiabilité demeure donc valide.

11 Quant au déficit d'apports dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur quatre ans, il
 12 s'établit à -98,7 TWh. Ainsi, la probabilité d'un déficit cumulé sur quatre ans de 98 TWh
 13 (probabilité de dépassement de 2,07 %) est légèrement supérieure à 2 %. Le critère de fiabilité
 14 demeure donc valide.

⁴ Voir *supra* note 3.

FIGURE 4.1 :
ÉCARTS ANNUELS DES APPORTS ÉNERGÉTIQUES
DES RÉSERVOIRS DU PRODUCTEUR
1943-2018

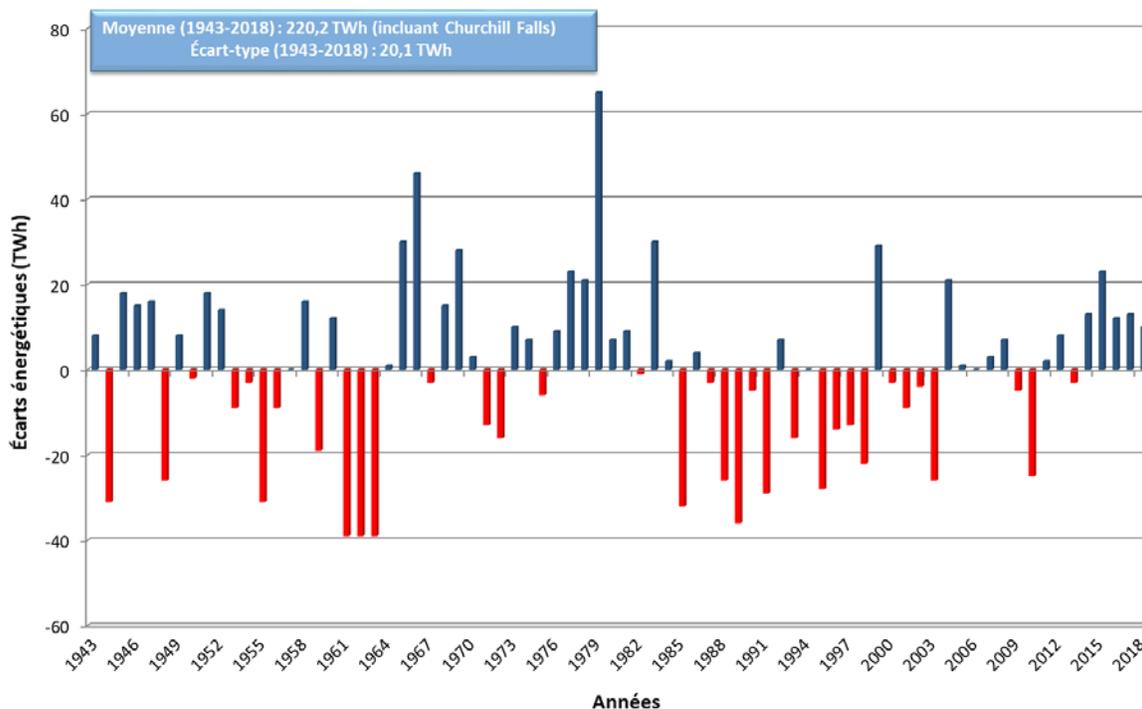


TABLEAU 4.6 :
ÉCARTS ANNUELS DES APPORTS ÉNERGÉTIQUES DES RÉSERVOIRS DU PRODUCTEUR (TWH)
1943-2018

Année	Écart	Année	Écart	Année	Écart
1943	8	1969	28	1995	-28
1944	-31	1970	3	1996	-14
1945	18	1971	-13	1997	-13
1946	15	1972	-16	1998	-22
1947	16	1973	10	1999	29
1948	-26	1974	7	2000	-3
1949	8	1975	-6	2001	-9
1950	-2	1976	9	2002	-4
1951	18	1977	23	2003	-26
1952	14	1978	21	2004	21
1953	-9	1979	65	2005	1
1954	-3	1980	7	2006	0
1955	-31	1981	9	2007	3
1956	-9	1982	-1	2008	7
1957	0	1983	30	2009	-5
1958	16	1984	2	2010	-25
1959	-19	1985	-32	2011	2
1960	12	1986	4	2012	8
1961	-39	1987	-3	2013	-3
1962	-39	1988	-26	2014	13
1963	-39	1989	-36	2015	23
1964	1	1990	-5	2016	12
1965	30	1991	-29	2017	13
1966	46	1992	7	2018	10
1967	-3	1993	-16		
1968	15	1994	0		

4.6. Conciliation des bilans de puissance

Contexte

1 La *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) a comme mission d'améliorer la
 2 fiabilité et la sécurité des réseaux électriques dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, divisée
 3 en huit régions. La zone de réglage du Québec fait partie du Nord-Est américain, région de la
 4 NERC couverte par le *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC).

5 Les exercices de fiabilité en puissance réalisés pour le NPCC et la NERC ont le même objectif,
 6 soit d'évaluer si les ressources de chacune des zones de réglage sont suffisantes pour
 7 répondre aux besoins en électricité avec une fiabilité adéquate.

8 Les taux de réserve pour le Distributeur et pour la zone de réglage sont établis en fonction du
 9 critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une
 10 zone de réglage n'excède pas 0,1 jour par année. Le respect de ce critère est testé à l'aide de
 11 modèles stochastiques. Les résultats des tests sont mis à jour une fois par année, lors des

1 revues d'adéquation des ressources du NPCC (triennales ou intérimaires) pour la zone de
2 réglage et lors du dépôt des plans d'approvisionnement ou des états d'avancement pour le
3 Distributeur.

4 Cependant, et comme présenté ci-dessous, les taux de réserve pour le Distributeur et pour la
5 zone de réglage se distinguent sur le plan du traitement de la demande et des ressources.

Besoins et ressources considérés dans le bilan de puissance

6 Pour le bilan de puissance présenté au plan d'approvisionnement, seules les besoins et
7 ressources du Distributeur sont considérées. Dans le cas de l'électricité patrimoniale et de la
8 réserve qui s'y rattache, un sous-ensemble des ressources du Producteur est pris en compte.

9 Pour les analyses déposées au NPCC, qui couvrent la zone de réglage du Québec, l'ensemble
10 des engagements et des ressources du Producteur sont considérées, ainsi que les autres
11 ressources du Distributeur.

TABLEAU 4.7 :
COMPARAISON DES BESOINS ET RESSOURCES PRIS EN COMPTE DANS LES REVUES AU NPCC ET
LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR

Besoins	
Revue au NPCC	Plan d'approvisionnement à la Régie
> Besoins réguliers du Distributeur	> Besoins réguliers du Distributeur
> Obligations du Producteur en vertu d'ententes particulières avec des clients au Québec	
> Ventes et achats fermes hors Québec du Producteur	
Ressources	
Revue au NPCC	Plan d'approvisionnement à la Régie
> Totalité de la puissance disponible du parc de production du Producteur	> Ressources rendues disponibles par le Producteur pour l'électricité patrimoniale
> Achats hors Québec du Producteur	> Contrats d'achat auprès du Producteur
> Achats du Producteur auprès de producteurs privés au Québec	
> Puissance interruptible du Producteur	
> Parcs éoliens reliés aux contrats du Distributeur (contribution à hauteur de 36 %)	> Parcs éoliens reliés aux contrats du Distributeur (service d'intégration éolienne, soit une contribution de 40 %)
> Centrales à la biomasse reliées aux contrats du Distributeur	> Centrales à la biomasse reliées aux contrats du Distributeur
> Petites centrales hydroélectriques reliées aux contrats du Distributeur	> Petites centrales hydroélectriques reliées aux contrats du Distributeur
> Électricité interruptible du Distributeur	> Électricité interruptible du Distributeur
> Autres interventions en gestion de la demande de puissance du Distributeur	> Autres interventions en gestion de la demande de puissance du Distributeur
> Abaissement de tension	> Abaissement de tension
> Achats de court terme du Distributeur	> Achats de court terme du Distributeur

4.7. Différences entre les rapports présentés au NPCC et à la NERC

- 1 Les exercices réalisés par le Distributeur pour les besoins de la NERC et du NPCC comportent
2 quelques différences sur le plan de la méthode utilisée et de la présentation des bilans.
- 3 Au sujet de la méthode, il faut noter que le bilan présenté à la NERC est déterministe alors
4 que celui présenté au NPCC est issu d'une analyse de fiabilité stochastique.
- 5 Quant à la présentation des bilans, la différence réside dans le fait que, dans le bilan de la
6 NERC contrairement à celui présenté au NPCC, les ventes fermes hors Québec s'inscrivent
7 en réduction des ressources disponibles plutôt que de s'ajouter à la demande alors que les
8 moyens de gestion de la demande s'inscrivent en réduction de la demande plutôt que de
9 s'ajouter aux ressources disponibles.
- 10 La conciliation des données entre les différents rapports sera transmise à la Régie dans le
11 cadre du suivi annuel du critère de fiabilité de novembre 2019.

4.8. Critère de conception du réseau de transport

- 12 Le réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus correspondant à une
13 pointe supérieure de 4 000 MW à la pointe de charge normale, c'est-à-dire des besoins prévus
14 par le scénario de la demande de référence auxquels 4 000 MW sont ajoutés. Le Distributeur
15 souligne que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement
16 n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.
- 17 Pour plus d'informations, le Distributeur réfère à la pièce HQT-9, Document 1 (B-0031) du
18 dossier R-4058-2018, dans laquelle le Transporteur présente de façon exhaustive la méthode
19 de conception de son réseau.

5. GESTION DES RISQUES

- 1 Les principaux risques touchant les approvisionnements énergétiques du Distributeur sont
2 ceux liés :
- 3 1. aux fluctuations de la demande ;
 - 4 2. aux fluctuations des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes ;
 - 5 3. au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par un contrat
6 de long terme ;
 - 7 4. au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par des
8 ententes de court terme ;
 - 9 5. au défaut des contreparties;
 - 10 6. aux opérations transactionnelles.

5.1. Risques liés aux fluctuations de la demande

11 Le Distributeur dispose de plusieurs moyens pour faire face aux fluctuations de la demande,
12 qu'elles soient reliées à des facteurs économiques ou aux conditions climatiques.

13 Dans le cas d'une demande plus faible, le Distributeur s'ajuste à la situation en réduisant les
14 livraisons d'électricité patrimoniale. En revanche, dans le cas d'une demande plus forte, le
15 Distributeur pourra réduire ses surplus en énergie, accroître ses rappels d'énergie différée ou
16 encore utiliser davantage le contrat cyclable. Il pourrait également avoir recours à l'option
17 d'électricité interruptible ou encore, acquérir de nouveaux moyens de court terme. Pour pallier
18 une hausse des besoins en puissance, le Distributeur continuera de privilégier le recours à la
19 gestion de la demande de puissance et aux achats de puissance sur les marchés de court
20 terme.

21 Par ailleurs, le Distributeur reste vigilant quant aux changements structurels que pourrait
22 engendrer l'émergence de nouvelles technologies sur les approvisionnements, par exemple
23 en matière de stockage et d'intégration de la production d'énergie renouvelable chez la
24 clientèle.

5.2. Risques liés aux fluctuations des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes

25 Les prix de l'électricité dans les marchés nord-américains se caractérisent par une forte
26 volatilité. Toutefois, en comparaison avec les autres distributeurs d'électricité dans ces
27 marchés, seule une faible proportion du portefeuille du Distributeur est sujette à une telle
28 volatilité. En effet, son portefeuille d'approvisionnements de long terme est pour l'essentiel
29 indépendant du prix du gaz naturel ou de l'électricité, mais plutôt ajusté en fonction de l'indice
30 des prix à la consommation (IPC). Au cours des prochaines années, seuls les
31 approvisionnements de court terme du Distributeur seront sujets au risque de fluctuation des
32 prix du marché de l'électricité.

5.3. Risques liés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par un contrat de long terme

1 Le Distributeur doit s'assurer que ses fournisseurs livreront les quantités prévues à leur
2 contrat. Même en situation de surplus énergétique, le Distributeur doit s'assurer qu'il met en
3 tout temps une quantité suffisante de ressources à la disposition du Transporteur, afin que ce
4 dernier puisse gérer le réseau en temps réel de façon fiable et sécuritaire.

5 Ainsi, les contrats de long terme prévoient des dates garanties de début de livraison, des
6 quantités minimales d'énergie à livrer et le paiement de pénalités ou de dommages en cas de
7 non-respect des engagements contractuels ou de résiliation du contrat. Le Distributeur
8 s'assure qu'il pourra toujours réclamer ces montants en exigeant de ses fournisseurs liés par
9 un contrat de long terme le dépôt de garanties de début des livraisons et d'exploitation.
10 Lorsqu'un fournisseur est coté par une des agences de notation de crédit reconnues, les
11 montants des garanties à déposer sont diminués en fonction de la cote de crédit qui lui est
12 accordée.

5.4. Risques liés au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par des ententes de court terme

13 Les fournisseurs avec lesquels le Distributeur transige sur les marchés de court terme
14 conviennent préalablement d'une convention de transactions dont les termes correspondent
15 aux pratiques en vigueur dans l'industrie. Ces conventions prévoient généralement qu'en cas
16 de non-livraison, les pénalités assumées par le fournisseur correspondent au coût de
17 remplacement de l'énergie sur les marchés. Le Distributeur s'assure qu'il pourra toujours
18 encaisser ces pénalités par une gestion appropriée des risques de contrepartie.

5.5. Risques liés au défaut des contreparties

19 Le Distributeur évalue constamment le risque relatif au défaut des contreparties avec
20 lesquelles il transige. Ainsi, en cas de non-respect de leurs engagements, la mise à risque
21 correspond à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur marchande de
22 remplacement.

23 Dans le but d'assurer la réalisation des transactions de court terme et d'accorder des délais
24 de paiement conformes aux pratiques de l'industrie, chacune des contreparties avec lesquelles
25 le Distributeur effectue des transactions courantes est sujette à des limites maximales de
26 crédit. Le niveau de la limite de crédit effectivement accordée est déterminé périodiquement
27 pour chaque contrepartie en tenant compte notamment des volumes de transactions anticipés
28 avec celle-ci et des cotes de crédit émises par les agences de notation reconnues.

5.6. Risques liés aux opérations transactionnelles

29 Le Distributeur a adopté diverses mesures afin de se prémunir contre les risques liés aux
30 opérations transactionnelles, notamment en matière de sécurité et de confidentialité de
31 l'information. Des pratiques ont été mises en place pour assurer l'application du Code

- 1 *d'éthique du Distributeur*, notamment la formation continue des employés à cet égard. Par
- 2 ailleurs, des contrôles ont été instaurés afin de s'assurer que la sélection des fournisseurs,
- 3 ainsi que les procédures aux fins de la gestion des approvisionnements, respectent les
- 4 encadrements en vigueur, notamment la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats*
- 5 *d'électricité*, reconnue par la Régie dans sa décision D-2001-191.

6. CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS

1 Le tableau 6.1 présente les capacités d'importation considérées par le Distributeur dans
 2 ses activités d'approvisionnement. Elles sont établies en fonction des éléments décrits aux
 3 sections 6.1 et 6.2.

TABLEAU 6.1 :
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2019 – 2021

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence ¹ (MW)	Capacité maximale en puissance ²	Capacité d'importation ² en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
			En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	150	392
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	785	0*	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
Total				6 009

1 : Capacité des interconnexions affichée sur le site OASIS du Transporteur

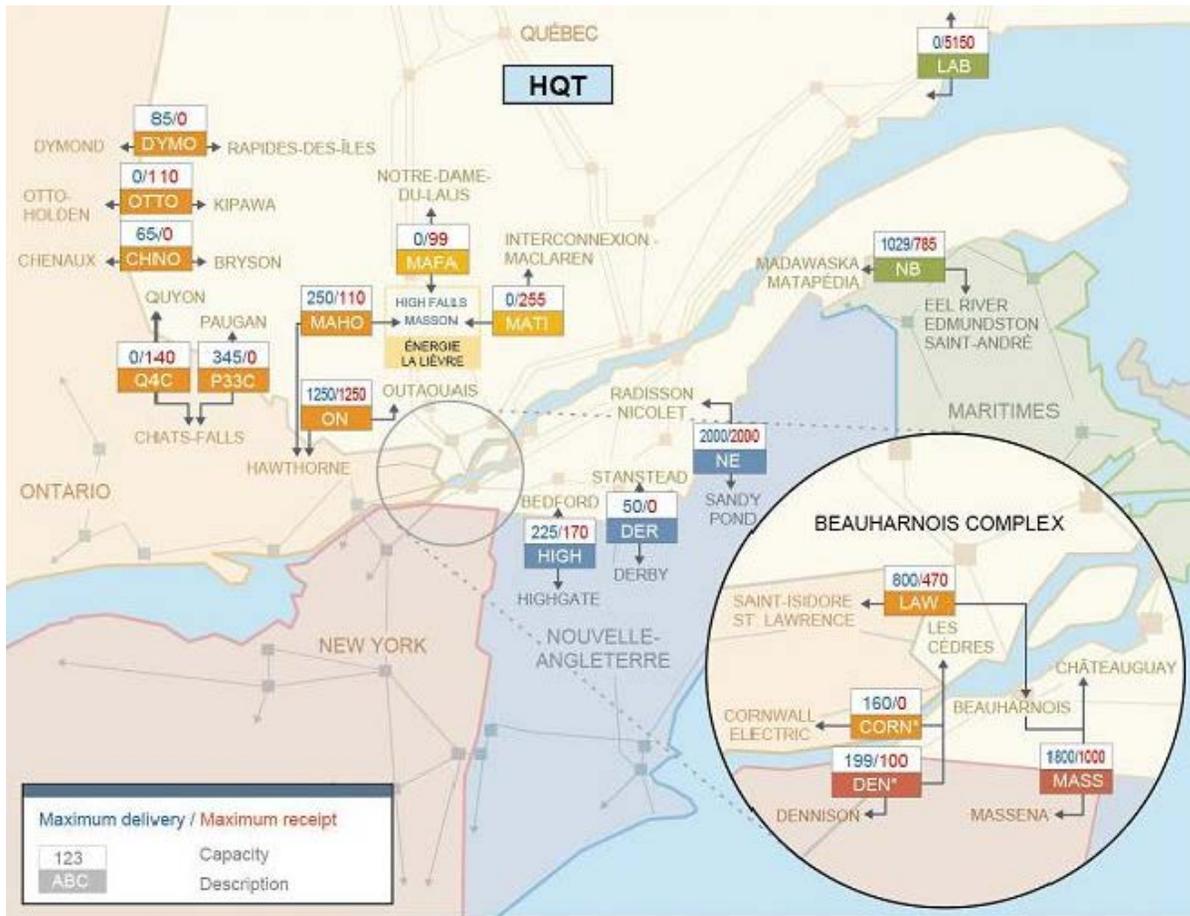
2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans la section 6.2

* Évaluation valide à court terme (voir les commentaires de la section 6.2).

6.1. Capacité de référence des interconnexions

4 Les capacités de référence des interconnexions, affichées sur le site OASIS du Transporteur,
 5 sont les mêmes que celles présentées au dernier plan. D'ici 2021, aucun ajout ou changement
 6 significatif affectant les capacités d'importation n'est prévu.

**FIGURE 6.1 :
CARTE DES INTERCONNEXIONS**



*Note : Combined exports to CORN and DEN cannot exceed 325 MW.

Source : site OASIS du Transporteur

6.2. Capacité d'importation en énergie et en puissance

- 1 Les capacités considérées par le Distributeur sont limitées par :
- 2 • les différents facteurs de nature technique, reliés à la configuration du réseau du
- 3 Transporteur et des réseaux voisins d'où proviendraient les approvisionnements ;
- 4 • la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les points
- 5 d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité au Québec ;
- 6 • les règles des différents marchés concernant la fermeté et la priorisation des
- 7 transactions ;
- 8 • les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de
- 9 passage interréseaux (« *wheel-through* ») et qui sont gérées par le système OASIS du
- 10 Transporteur.

1 Au-delà de la disponibilité des capacités de transport, des quantités d'énergie ou de puissance
2 doivent être rendues disponibles par des tiers ou des marchés au Distributeur.

3 Ainsi, la capacité maximale en puissance des interconnexions tient compte du fait que le
4 Distributeur doit être en mesure de se procurer des produits de puissance de type UCAP avec
5 des tiers et d'acheminer, au besoin, l'énergie qui y est associée.

6 De plus, la capacité d'importation en énergie est établie à partir de l'expérience du Distributeur
7 en matière d'achat d'énergie non garantie. Par exemple, le Distributeur peut historiquement
8 se fier à des achats d'énergie de 150 MW en provenance du réseau d'Énergie La Lièvre, pour
9 90 % des heures de l'hiver, ce qui correspond à un volume d'énergie de 392 GWh.

10 Les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation de
11 chacune des interconnexions sont présentées ci-dessous.

Réseau d'Énergie La Lièvre

12 La capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est de 263 MW et
13 est sous le contrôle d'un seul producteur (Énergie Brookfield). Deux interconnexions peuvent
14 être utilisées pour l'acheminer, soit MATI-HQT ou MAFA-HQT. La disponibilité de cette
15 capacité pour le Distributeur est limitée par les engagements de ce producteur auprès d'autres
16 marchés.

Labrador

17 La capacité de transfert de ce chemin est de 5 150 MW et est principalement dédiée à
18 l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de long terme avec CF(L)Co.
19 Ce chemin est utilisé par le Producteur pour satisfaire ses obligations à l'égard de l'électricité
20 patrimoniale.

21 Une capacité de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est rendue disponible à
22 Nalcor Energy pour l'alimentation en priorité de la charge du Labrador. Les capacités
23 excédentaires peuvent ensuite être mises en marché. Le Distributeur ne dispose d'aucune
24 convention de transactions avec Nalcor Energy. Or, une telle convention est nécessaire pour
25 conclure des transactions avec une contrepartie. Aucun achat en provenance de ce marché
26 n'est donc possible en ce moment.

Nouveau-Brunswick

27 La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick
28 est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power,
29 même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'importation de 785 MW. Comme le profil
30 des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors
31 des périodes de charge importante au Québec.

32 De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la
33 production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le
34 Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure. La mise en

1 service de la ligne Chamouchouane Boût-de-l'île pourrait réduire ou éliminer cette contrainte.
2 Les études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 permettront d'en apprendre
3 davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.
4 La contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc variable et confirmée par
5 le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la
6 précède.

Nouvelle-Angleterre

7 La capacité d'importation de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW. Par contre,
8 l'interconnexion ne peut être utilisée en mode importation lorsque le poste de la Nicolet est
9 requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice de la charge
10 locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation
11 au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au moyen de cette
12 interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin. Pour ce faire, des
13 droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne doivent être acquis. Le nombre
14 de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers sont négociés de gré à gré.
15 Le Distributeur a accès à une capacité de 270 MW de droits de passage. Par conséquent, la
16 possibilité d'importer en pointe n'est pas assurée sur le chemin NE-HQT, mais est possible
17 pour la majorité des heures de l'hiver.

18 Pour l'interconnexion HIGH-HQT, la capacité maximale en importation est de 170 MW.
19 Cependant, en raison de contraintes de sous-réseau du côté de la Nouvelle-Angleterre, les
20 livraisons d'énergie au Québec sont soumises à des risques importants, surtout en période de
21 pointe.

22 En raison des contraintes de transport, la capacité maximale en puissance en provenance de
23 la Nouvelle-Angleterre est nulle.

New York

24 La capacité d'importation est de 1 000 MW à partir du poste de Massena (chemin MASS-HQT)
25 et de 100 MW du poste Dennison (chemin DEN-HQT). Le Distributeur possède le transport
26 ferme en importation pour la totalité des deux interconnexions.

Ontario

Chemin ON-HQT et OTTO-HQT

27
28 La capacité d'importation est de 1 250 MW en provenance des convertisseurs au poste de
29 l'Outaouais (chemin ON-HQT) et de 110 MW, en hiver seulement, du poste Otto-Holden
30 (chemin OTTO-HQT). Les importations en énergie acheminés par ces interconnexions
31 proviennent de la bourse énergétique sur le marché en temps réel de l'IESO et de
32 contreparties. Cette énergie peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de prioriser
33 l'alimentation de la charge interne de l'Ontario.

1 La contribution maximale en puissance provenant de l'IESO est de 0 MW, car les règles
2 actuelles de l'IESO ne permettent pas l'exportation de produits de puissance conformes aux
3 exigences de fiabilité.

4 Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO,
5 annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente pourrait
6 limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario.

7 Chemin LAW-HQT et Q4C-HQT

8 La capacité d'importation en provenance de la centrale Saunders d'OPG, sur l'interconnexion
9 LAW-HQT, est de 470 MW. Par contre, des particularités d'exploitation de l'interconnexion de
10 natures technique et commerciale font qu'à certains moments, les achats du Distributeur sont
11 limités à 250 MW.

12 De plus, la capacité d'importation disponible au Distributeur en provenance des groupes de la
13 centrale de la Chute-des-Chats appartenant à OPG (chemin Q4C) est d'environ 50 MW. Des
14 particularités d'exploitation de ces groupes font toutefois en sorte qu'ils ne sont pas toujours
15 disponibles au Distributeur.

16 La contribution maximale en puissance provenant d'OPG est de 0 MW, car les règles actuelles
17 de l'IESO ne permettent pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences
18 de fiabilité.

6.3. Nouveaux projets d'interconnexion prévus à partir de 2021

New York

19 Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE)⁵ est conçu pour permettre l'exportation
20 jusqu'à 1 000 MW du Québec à la ville de New York. Le promoteur a également soumis au
21 NYISO une demande pour accroître la puissance de 250 MW en mode bidirectionnel. La mise
22 en service de l'interconnexion était initialement prévue pour l'automne 2017. Toutefois, le délai
23 de construction est maintenant évalué à trois ans et demi⁶ et le projet n'est toujours pas
24 officiellement lancé. La date de mise en service a été repoussée à 2024.

New England Clean Power Link

25 Ce projet d'interconnexion ajouterait une ligne entre la frontière canadienne et l'État du
26 Vermont⁷. Il s'agit d'une ligne à courant continu d'une capacité de 1 000 MW qui passerait en
27 grande partie sous le lac Champlain. Le point d'origine à la frontière canadienne n'est pas
28 encore identifié selon les documents rendus publics par le promoteur du projet. La mise en

⁵ Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.chpexpress.com/about.php>

⁶ Idem.

⁷ Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.necplink.com/about.php>

1 service est officiellement prévue pour 2020, mais sera reportée d'au moins un an, car le projet
2 n'a pas encore trouvé de clients.

Northern Pass

3 Ce projet de 1 090 MW aurait relié le Québec au sud de l'État du New Hampshire⁸.
4 Le projet a été rejeté par le SEC (*Site Evaluation Committee*) du New Hampshire en février
5 2018. De plus, la décision de la cour suprême de cet État, en juillet 2019, a confirmé la décision
6 du SEC.

Maine – New England Clean Energy (NECEC)

7 Ce projet d'interconnexion, d'une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec au
8 sud de l'État du Maine⁹.
9 Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Il n'inclut
10 pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait
11 toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin
12 d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et du
13 Québec.
14 La mise en service est officiellement prévue pour 2022.

⁸ Voir le site Web du promoteur du projet : <http://northernpass.us>

⁹ Voir le site Web du promoteur du projet : www.necleanenergyconnect.org

7. POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

7.1. Introduction

1 Le Distributeur présente une mise à jour de l'évaluation du potentiel de réduction de la
2 puissance électrique au Québec attribuable aux mesures de gestion de la demande de
3 puissance (GDP) pour les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et petites et
4 moyennes industries (PMI), et ce, pour les années 2020, 2025 et 2030. Cette évaluation vise
5 à établir un portrait global et exhaustif du potentiel technique ainsi que du potentiel technico-
6 économique de ces mesures.

7.2. Contexte de la gestion de la demande de puissance

Définition des potentiels

Potentiel technique

7 Le potentiel technique (PT) représente la réduction maximale de la demande en puissance
8 associée à l'implantation de toutes les mesures, et ce, partout où il est techniquement possible
9 de les implanter, cela sans considérer la rentabilité des mesures ni leur taux d'acceptation par
10 la clientèle. Ce potentiel considère que l'ensemble des mesures disponibles seraient
11 implantées instantanément par l'ensemble des clients du marché.

12 Dans la majorité des cas, les distributeurs souhaitent réduire la pointe absolue du réseau mais
13 sur des plages horaires limitées. Ainsi, pour le Distributeur, le potentiel est évalué pour des
14 mesures qui réduisent la demande entre 6:00 et 9:00 le matin et 16:00 et 20:00 en fin de
15 journée, et ce, pour les mois d'hiver seulement.

Potentiel technico-économique

16 Le potentiel technico-économique (PTÉ) des mesures de gestion de la demande de puissance
17 représente la réduction de la demande associée à l'implantation des mesures où cela est
18 techniquement possible, sans tenir compte de leur acceptation par la clientèle. De plus, le coût
19 unitaire des mesures visées doit être inférieur ou égal au coût évité en puissance du
20 Distributeur. Les barrières de natures commerciale ou financière ne sont pas considérées.

Gain en puissance d'une mesure

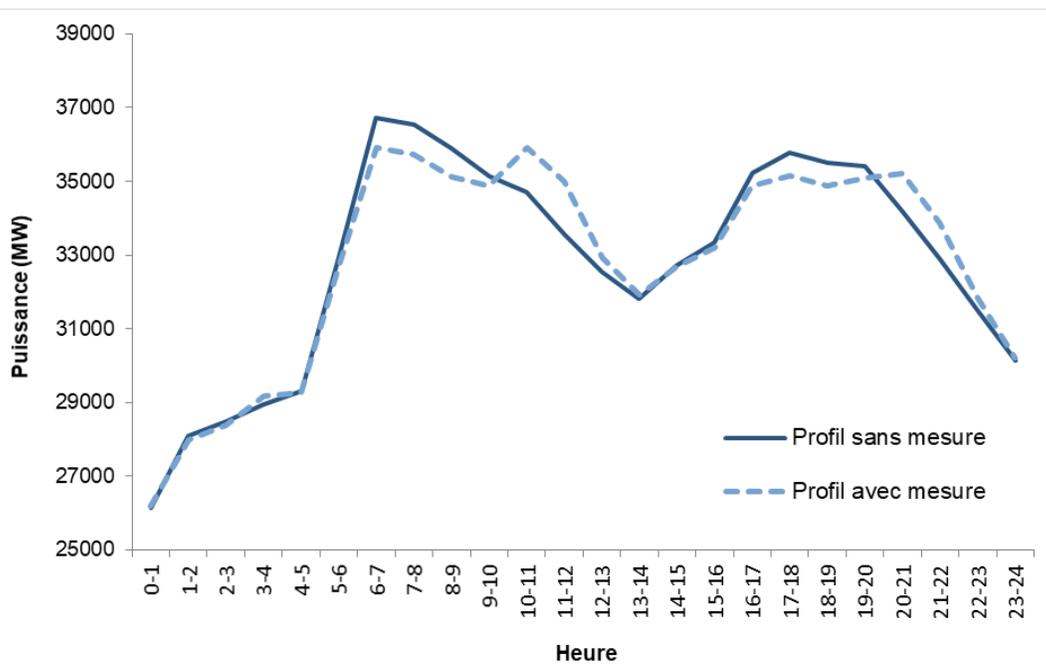
21 Un gain en puissance est, par nature, une donnée ponctuelle, variable dans le temps et non
22 cumulable. Contrairement à un kWh économisé, le gain en puissance d'une mesure varie en
23 fonction de la période et du moment où l'effacement d'une charge se produit. Pour réduire les
24 besoins en puissance du Distributeur, une mesure doit apporter un gain coïncidant avec la
25 pointe des besoins du Distributeur, tout en évitant de créer une nouvelle pointe due à l'effet de
26 reprise de charge.

Évaluation du gain en puissance

1 Le PTÉ des mesures de gestion de la demande de puissance est limité par le profil de charge
 2 du Distributeur. En effet, un grand nombre de mesures pourraient permettre une réduction des
 3 besoins en puissance à certaines heures de la journée, mais s'accompagneraient d'une
 4 hausse à d'autres moments de cette même journée. Ce phénomène, appelé « reprise de
 5 charge », limite le PTÉ de la gestion de la demande de puissance. Sans cette limite, la reprise
 6 de charge créerait une nouvelle pointe à une autre heure de la journée. Les plages horaires
 7 d'appel de la GDP limitent également le PTÉ. La figure 7.1 présente un exemple de profil de
 8 charge pour une journée de pointe des besoins du Distributeur, avant et après l'application
 9 d'une mesure.

10 Ainsi, le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande de puissance des secteurs
 11 évalués est davantage limité par les effets de reprise de charge que par le coût évité. Par
 12 ailleurs, les mesures d'effacement de charge, par exemple l'utilisation du chauffage biénergie,
 13 ne sont pas soumises au phénomène de reprise de charge, mais elles modifient le profil des
 14 besoins du Distributeur et peuvent ainsi affecter le potentiel des autres mesures.

FIGURE 7.1 :
EXEMPLE DE PROFIL DE CHARGE LORS DE LA JOURNÉE DE LA POINTE ANNUELLE DU RÉSEAU



15 Les particularités de chacune des mesures quant à leur impact sur le profil de charge, ainsi
 16 que les problèmes reliés à la reprise de charge, rendent le potentiel de chacune des mesures
 17 généralement non cumulable, contrairement au PTÉ d'économies d'énergie qui est obtenu par
 18 la somme du potentiel de chacune des mesures prises individuellement.

19 Pour obtenir un PTÉ en puissance pour un ensemble de mesures, il est nécessaire, dans un
 20 premier temps, d'évaluer les mesures indépendamment les unes des autres afin de les

1 sélectionner. Par la suite, les mesures identifiées pour le PTÉ sont évaluées comme un seul
2 groupe, ce qui correspond au PTÉ combiné.

Sélection des mesures

Types de mesures

3 Il existe un grand nombre d'actions et de procédures envisageables pour réduire l'appel de
4 puissance dans des bâtiments résidentiels, CI et PMI. Bien souvent, les mesures implantées
5 sont particulières à chaque type de bâtiments. Toutefois, ces mesures ont normalement
6 plusieurs caractéristiques communes.

7 Les mesures doivent être généralement interprétées comme des mesures de type générique
8 qui peuvent être implantées de différentes façons, et par l'intermédiaire de différentes
9 technologies, selon chaque cas spécifique. L'impact des variations de technologie se reflète
10 principalement sur le coût d'implantation de la mesure.

11 Les mesures de réduction de puissance considérées, à l'exception de la biénergie et de
12 l'utilisation des groupes électrogènes, entraînent uniquement un déplacement des charges
13 électriques. Ainsi, comme ces mesures impliquent un préchauffage ou une reprise de charge,
14 la valeur totale de consommation d'énergie associée à ces charges n'est pas significativement
15 modifiée. Typiquement, on retrouve dans cette catégorie les mesures de contrôle des
16 équipements qui visent à reporter l'utilisation d'appareils ainsi que les différents systèmes de
17 stockage d'énergie. Il est à noter que les systèmes de stockage ne génèrent pas d'économie
18 d'énergie mais entraînent souvent une légère hausse de la consommation d'électricité en
19 raison des pertes lors des périodes d'attente.

Conversion

20 Les mesures de conversion permanente vers une source d'énergie fossile ne sont pas
21 considérées dans la présente analyse. Toutefois, les mesures impliquant un transfert
22 temporaire vers une autre source d'énergie, comme l'utilisation de groupes électrogènes ou
23 de systèmes additionnels de type biénergie pour le chauffage, sont incluses dans l'évaluation.

Critères de sélection des mesures

24 La revue de la littérature a permis d'établir les critères de sélection habituellement adoptés par
25 les distributeurs lors de la sélection de mesures de gestion de la demande de puissance. Ces
26 critères sont définis comme suit :

- 27 1. mesures disponibles sur le marché ;
- 28 2. mesures éprouvées du point de vue technologique ;
- 29 3. maintien d'un service de qualité acceptable.

30 Le deuxième critère implique que les mesures qui n'en sont qu'à un stade de recherche et
31 développement ou de démonstration, sans offrir une possibilité de commercialisation
32 significative sur un horizon de cinq ans, ne sont pas incluses dans l'évaluation.

1 De plus, avec le critère de maintien d'un service de qualité acceptable, les mesures
2 relativement simples de délestage comme, par exemple, une réduction du débit d'air neuf en
3 dessous du seuil acceptable pour les occupants ou une réduction de température en dessous
4 du seuil de confort, ne sont pas considérées.

5 Pour les secteurs industriels, les mesures de gestion de la demande de puissance impliquent
6 la possibilité d'arrêter momentanément des opérations de l'usine qui pourraient être reprises
7 plus tard en dehors des heures de pointe du Distributeur. Ces arrêts peuvent avoir des durées
8 variables, mais les mesures de fermeture complète d'usine n'ont pas été considérées dans le
9 cadre de l'évaluation du PTÉ.

7.3. Évaluation du PTÉ – secteurs résidentiel, commercial et institutionnel et PMI

Methodologie

10 La méthodologie retenue pour l'évaluation du PTÉ pour tous les secteurs est de type
11 micro-analytique. L'approche consiste à définir, par secteur et par segment de marché, un
12 certain nombre de bâtiments types et à y appliquer les mesures de gestion de la demande de
13 puissance. Les impacts sur la réduction des besoins en puissance sont ensuite étendus à
14 l'ensemble du parc représentatif de ce bâtiment pour obtenir une évaluation du potentiel.
15 L'avantage de cette approche est de permettre de quantifier facilement la rentabilité de
16 chacune des mesures en termes de PTÉ.

Liste des mesures évaluées

17 La liste des mesures évaluées pour le secteur résidentiel est présentée dans le tableau 7.1,
18 alors que celle des secteurs CI et PMI est présentée dans le tableau 7.2. Ces listes comportent
19 des mesures pouvant être appliquées à grande échelle. Les mesures évaluées ont comme
20 objectif de réduire spécifiquement les besoins de puissance du Distributeur. Les mesures
21 évaluées ont été caractérisées en termes de durée de vie, de marché applicable, de gain en
22 puissance et de coût.

23 Il est à noter que les mesures d'énergies renouvelables, spécifiquement le chauffage solaire
24 de l'air et de l'eau ainsi que le photovoltaïque, ont été évaluées, mais n'ont pas été retenues
25 puisqu'elles n'offrent pas de gain en puissance lors des périodes de pointe du Distributeur.

26 Contrairement à l'évaluation du PTÉ réalisé en 2012¹⁰, les mesures comportementales ont été
27 exclues de l'évaluation étant donné le déploiement de la tarification dynamique par le
28 Distributeur.

¹⁰ Rapport sur le potentiel technico-économique de gestion de la demande de puissance – Réseau intégré (1^{er} novembre 2012), http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

**TABLEAU 7.1 :
MESURES ÉVALUÉES POUR LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

Mesures de chauffage	Description
Stockage thermique résidentiel contrôlé par le Distributeur	Installation d'accumulateurs thermiques avec limitation de la recharge aux heures hors-pointe
Biénergie résidentielle additionnelle	Conversion du parc TAE ¹¹ - chauffage central vers la biénergie
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Gestion à distance par le Distributeur des températures de consigne, cette gestion suppose un préchauffage des pièces avant les heures de pointe du Distributeur
Mesures d'eau chaude	Description
Chauffe-eau électrique avec stockage accru	Remplacement du chauffe-eau standard par un chauffe-eau à stockage accru
Chauffe-eau avec stockage accru – Contrôlé par le Distributeur	Remplacement du chauffe-eau standard par un chauffe-eau à stockage accru et interruption à distance du chauffe-eau aux heures de pointe du Distributeur
Chauffe-eau résidentiel – Contrôlé par le Distributeur	Interruption à distance du chauffe-eau aux heures de pointe du Distributeur et étalement de la reprise de charge
Chauffe-eau de type pompe à chaleur	Installation d'un chauffe-eau de type pompe à chaleur dans les résidences chauffées au combustible
Chauffe-eau résidentiels à trois éléments	Remplacement du chauffe-eau à deux éléments par un chauffe-eau à trois éléments
Mesures électroménagers	Description
Contrôle des sècheuses résidentielles par le Distributeur	Utilisation de la sècheuse en dehors des heures de pointe – avec gestion à distance par le Distributeur
Contrôle des lave-vaisselle résidentiels par le Distributeur	Utilisation du lave-vaisselle en dehors des heures de pointe – avec gestion à distance par le Distributeur
Contrôle des laveuses résidentielles par le Distributeur	Utilisation de la laveuse en dehors des heures de pointe – avec gestion à distance par le Distributeur
Contrôle des réfrigérateurs par le Distributeur	Arrêt du réfrigérateur aux heures de pointe – avec gestion à distance par le Distributeur
Contrôle des spas résidentiels par le Distributeur	Chauffage du spa en dehors des heures de pointe – avec gestion à distance par le Distributeur
Mesures d'éclairage	Description
Contrôle de l'éclairage résidentiel par le Distributeur	Réduction de l'usage de l'éclairage durant les heures de pointe
Mesures autres	Description
Contrôle des bornes de recharge de véhicules électriques par le Distributeur	Installation de bornes de recharge intelligentes qui permettent au Distributeur de contrôler les bornes lors des périodes de pointe
Stockage électrique contrôlé par le Distributeur	Installation d'accumulateurs électriques contrôlés par le Distributeur et pouvant fournir les résidences pendant les heures de pointe

¹¹ TAE : tout à l'électricité.

TABLEAU 7.2 :
MESURES ÉVALUÉES POUR LES SECTEURS CI ET PMI

Mesures de chauffage et ventilation	Description
Stockage thermique – Contrôlé par le Distributeur	Installation d'accumulateurs thermiques avec limitation de la recharge aux heures de pointe
Gestion optimale des températures de consigne – Contrôlé avec un système de gestion de l'énergie (SGÉ) ou ajout d'un système de contrôle	Abaissement des températures de consigne aux heures de pointe du Distributeur. Cette gestion suppose un préchauffage des pièces avant les heures de pointe
Réduction du débit d'air neuf – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Fermeture des volets d'air neuf
Réduction du débit de ventilation – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Réduction du débit de ventilation pour les systèmes à volume d'air variable
Ajustement du débit des pompes des systèmes de chauffage – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Augmentation de la température d'alimentation, principalement dans les bâtiments non TAE
Interruption de l'humidification – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Interruption temporaire de l'humidification
Refroidissement gratuit au lieu de refroidisseur avec récupération de chaleur	Interruption temporaire de l'utilisation de refroidisseurs à récupération de chaleur pendant les périodes de pointe et remplacement par du refroidissement gratuit et chauffage d'appoint non-électrique
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants pendant les heures de pointe du Distributeur pour remplacer le chauffage électrique
Mesures d'eau chaude	Description
Chauffe-eau électrique – Contrôlé avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Interruption du chauffe-eau aux heures de pointe du Distributeur et étalement de la reprise de charge
Mesures d'éclairage	Description
Fermeture partielle de l'éclairage – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Réduction de l'éclairage dans les aires auxiliaires des bâtiments, comme les sections d'entreposage, certains corridors, etc.
Autres mesures	Description
Contrôle du chauffage anti-condensation – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	Interruption de l'utilisation des systèmes de chauffage anti-condensation dans les supermarchés durant les périodes de pointe du Distributeur
Groupe électrogène	Utilisation des groupes électrogènes aux heures de pointe
Ajout d'un SGÉ avec gestion de la puissance selon les besoins du Distributeur	Mesure qui regroupe l'ensemble des mesures de contrôle pour les bâtiments qui ne sont pas dotés de SGÉ. La mesure vise à optimiser le gain obtenu par le SGÉ au lieu d'évaluer individuellement chaque mesure prise par un SGÉ.
Déplacement de la production (PMI seulement)	Réduction de la production pour une période de plus de 24 heures pour éviter les effets de reprise de charge

Potentiel déjà exploité par le Distributeur

1 Hydro-Québec Distribution est actif dans la gestion de la demande de puissance avec
2 plusieurs mesures en place ou prévues dont :

- biénergie résidentielle (tarif DT) ;
- programme de gestion de la demande de puissance (GDP Affaires), ainsi que mesures de GDP pour le secteur résidentiel ;
- option d'électricité interruptible et effacement des chaînes de blocs ;
- tarification dynamique.

3 Les profils de charge utilisés pour l'analyse incluent déjà l'effacement prévu de la biénergie
4 résidentielle, l'impact de la tarification dynamique et des tarifs interruptibles ainsi que
5 l'effacement des chaînes de blocs. Toutefois, l'impact des autres interventions en GDP qui ne
6 sont pas incluses dans ces profils doit être pris en compte.

7.4. Résultats

Résultats pour le secteur résidentiel

7 L'impact des mesures suivantes est inclus dans le PTÉ du secteur résidentiel:

- 8 • Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur : cette
9 mesure considère une gestion à distance selon les heures de pointe du
10 Distributeur. Elle est dans le PTÉ tant pour les habitations dotées de systèmes
11 centraux que celles dotées de plinthes. Elle considère une hausse de la
12 température de chauffage à 24 °C avant la période de pointe suivie d'une baisse
13 allant jusqu'à 20 °C durant la pointe. La reprise est étalée sur une durée de deux
14 heures suivant la fin de la pointe.
- 15 • Chauffe-eau - Contrôlé par le Distributeur : cette mesure considère une gestion à
16 distance des chauffe-eau standards disponibles sur le marché permettant au
17 Distributeur de contrôler les périodes d'arrêt et de reprise. L'analyse a également
18 été effectuée en établissant un seuil de 50 °C comme température minimum du
19 chauffe-eau lors des périodes de pointe. Malgré la présence du contrôle à distance,
20 le marché applicable de la mesure est limité par la reprise étalée sur une période
21 de deux heures suivant les périodes de pointe. La température minimale de l'eau
22 chaude établie à 50° C limite la période d'étalement.
- 23 • Chauffe-eau trois éléments : cette mesure entre dans le potentiel sur la base de
24 son coût marginal, soit l'écart entre le coût d'un chauffe-eau standard et celui à trois
25 éléments. Aucun élément de contrôle additionnel n'est requis et la mesure n'est
26 pas limitée par une reprise.

27 Le tableau 7.3 présente le potentiel pour l'année 2020 des mesures de gestion de la demande
28 de puissance du secteur résidentiel évaluées de façon regroupée. Il s'agit donc de PTÉ
29 cumulables. Le tableau 7.4 présente le PTÉ total regroupé pour chacune des années de

- 1 l'étude. À noter que la mesure Chauffe-eau trois éléments n'entre pas dans le potentiel en
 2 2020.

TABLEAU 7.3 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEUR RÉSIDENTIEL
ANNÉE 2020

Mesures	Segment	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Unifamilial – Plinthes	65,3	92,3	308,1
	Triplex – Plinthes	65,2	92,3	115,7
	Logements – Plinthes	63,2	92,3	500,1
	Unifamilial – Centraux	27,1	92,3	179,9
	Jumelé/Duplex – Centraux	32,1	92,3	8,4
	Triplex – Centraux	36,8	92,3	3,0
	<i>Sous-total</i>			
Chauffe-eau – Contrôlé par le Distributeur	60 gal - usage modéré	44,2	71,8	4,7
	60 gal - usage élevé	31,1	71,8	2,6
	40 gal - usage modéré	51,6	71,8	7,9
	40 gal - usage élevé	34,0	71,8	15,2
	<i>Sous-total</i>			
TOTAL				1 145,6

TABLEAU 7.4 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEUR RÉSIDENTIEL
ANNÉES 2020, 2025 ET 2030

Année d'analyse	PTÉ (MW)
2020	1 146
2025	1 159
2030	1 913

Secteurs commercial et institutionnel

- 3 Les principales mesures dont l'impact est inclus dans le PTÉ des secteurs commercial et
 4 institutionnel sont les suivantes :
- 5 • Stockage thermique – Contrôlé par le Distributeur : cette mesure est appliquée sur
 6 les bâtiments dotés de systèmes centraux de chauffage, dans chaque segment de
 7 marché. Comme précisé, la mesure considère un contrôle de l'appareil par le

- 1 Distributeur. La recharge du système est graduelle et optimisée afin de limiter la
2 pénalité en puissance du client à la fin des périodes de pointe du Distributeur.
- 3 • Réduction du débit d'air neuf – Contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de
4 contrôle : cette mesure vise à fermer les volets d'air neuf des systèmes de
5 ventilation lors des périodes de pointe du Distributeur. Un volume accru d'air neuf
6 est alimenté avant ces périodes, afin de garantir le maintien de la qualité d'air dans
7 le bâtiment durant la période de pointe. Une fermeture complète des volets sans le
8 maintien d'une qualité d'air minimum n'est pas considérée bien que parfois
9 rencontrée dans la pratique.
 - 10 • Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants : cette mesure est
11 fréquemment employée pour la gestion de la demande de puissance par les clients
12 CI. La mesure consiste à interrompre l'utilisation des appareils de chauffage
13 électrique durant les périodes de pointe du Distributeur et à utiliser des appareils
14 de relève au gaz naturel, au mazout ou au propane pendant ces périodes.
 - 15 • Groupe électrogène : la mesure consiste à modifier le contrôle des groupes
16 électrogènes afin de les utiliser pour permettre un délestage des charges
17 électriques lors des périodes de pointe du Distributeur. Contrairement à la majorité
18 des mesures des segments CI, cette mesure n'amène pas de reprise. La
19 consommation de combustible attribuable aux groupes électrogènes est
20 considérée dans le calcul du coût unitaire de la mesure.

21 Le tableau 7.5 présente le potentiel pour 2020 des mesures de gestion de la demande de
22 puissance des secteurs CI évalués de façon regroupée. Ces PTÉ peuvent donc être
23 additionnés.

24 Le PTÉ combiné pour le secteur CI a été calculé en deux temps. Dans un premier temps, il a
25 été calculé en considérant toutes les mesures économiquement rentables. Un PTÉ combiné
26 maximal de 1 335,9 MW a ainsi été obtenu. Toutefois, seule la mesure Groupe électrogène
27 est nécessaire pour atteindre cette valeur maximale, puisqu'elle n'est pas soumise aux
28 contraintes de reprise de charge. Afin d'obtenir un portefeuille de mesures diversifié, une
29 nouvelle évaluation a été réalisée en excluant la mesure Groupe électrogène des mesures
30 considérées pour établir le PTÉ combiné, bien que celle-ci soit économiquement rentable. Il
31 en résulte le portefeuille diversifié de mesures présenté dans le tableau 7.5, avec un PTÉ
32 combiné total de 1 214,2 MW.

33 Le tableau 7.6 présente le PTÉ total regroupé pour chacune des années de l'étude. Pour
34 chacune de ces années, une fourchette est présentée pour tenir compte de l'absence ou de
35 la présence de la mesure Groupe électrogène.

36 Les mesures les moins coûteuses se font généralement dans les bâtiments déjà munis de
37 système de gestion de l'énergie (SGÉ) et qui ne nécessitent pas d'ajout d'équipements de
38 contrôle. Toutefois, le potentiel commercialement réalisable de toutes les mesures reste à être
39 démontré, particulièrement dans les secteurs CI où elles peuvent avoir un impact sur les
40 appels de puissance facturés aux clients.

TABLEAU 7.5 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEURS CI (SANS MESURE GROUPE ÉLECTROGÈNE)
ANNÉE 2020

Mesure	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Ajout d'un SGÉ avec gestion de la puissance selon les besoins du Distributeur	41,7	71,8	43,8
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	2,5	21,2	196,0
Chauffe-eau électrique – contrôlé avec un système de gestion de l'énergie (SGÉ) ou ajout d'un système de contrôle	14,0	50,1	66,1
Fermeture partielle de l'éclairage – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	13,5	21,2	16,0
Gestion optimale des températures de consigne – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	9,0	22,6	63,4
Interruption de l'humidification – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	4,1	21,2	4,1
Réduction du débit d'air neuf – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	27,8	37,4	253,0
Réduction du débit de ventilation – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	6,6	21,2	25,8
Refroidissement gratuit au lieu de refroidisseur avec récupération de chaleur	8,3	20,4	4,4
Stockage thermique – contrôle par le Distributeur	45,1	105,4	541,6
TOTAL			1 214,2

TABLEAU 7.6 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEURS CI
ANNÉES 2020, 2025 ET 2030

Année d'analyse	PTÉ (MW)
2020	1 214 - 1 336
2025	1 202 - 1 305
2030	2 210 - 2 393

Secteur PMI

- 1 Le potentiel de GDP total du secteur PMI est faible comparativement aux secteurs résidentiel
- 2 et CI. Les mesures dont l'impact est inclus dans le PTÉ du secteur PMI sont les suivantes :

- 1 • Chauffe-eau électrique – Contrôlé avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle :
- 2 cette mesure est identique à celle évaluée dans le secteur CI et vise l'arrêt des
- 3 chauffe-eau, qui ne sont pas associés à un procédé, lors des périodes de pointe
- 4 du Distributeur. La mesure considère que l'ajout d'un système de contrôle est
- 5 requis dans le secteur de la PMI.
- 6 • Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants : cette mesure est
- 7 fréquemment employée pour la gestion de la demande de puissance par les clients.
- 8 La mesure consiste à interrompre l'utilisation des appareils de chauffage électrique
- 9 durant les périodes de pointe du Distributeur et l'utilisation d'appareils de relève au
- 10 gaz naturel, au mazout ou au propane pendant ces périodes.

11 Le tableau 7.7 présente le potentiel des mesures de gestion de la demande de puissance des

12 secteurs PMI évaluées de façon regroupée, pour 2020, tandis que le tableau 7.8 présente le

13 PTÉ total regroupé pour chacune des années de l'étude. Il est à noter que, pour le secteur

14 PMI, l'impact cumulatif des mesures entre elles est minime. Le PTÉ des mesures individuelles

15 est donc égal au PTÉ cumulable pour ce segment.

TABLEAU 7.7 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEUR PMI
ANNÉE 2020

Mesure	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Chauffe-eau électrique – contrôlé avec un système de gestion de l'énergie (SGÉ) ou ajout d'un système de contrôle	34,5	71,8	20,2
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	3,6	20,4	145,2
TOTAL			165,4

TABLEAU 7.8 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEUR PMI
ANNÉE 2020, 2025, 2030

Année d'analyse	PTÉ (MW)
2020	165
2025	170
2030	171

Secteurs résidentiel, CI et PMI regroupés

16 Les sections précédentes ont permis d'évaluer le potentiel technico-économique cumulé des

17 secteurs résidentiel, CI et PMI. Toutefois, le potentiel total doit également faire l'objet d'une

1 évaluation regroupée de l'ensemble de ces mesures, comme ce fut le cas pour le PTÉ
2 regroupé de chaque secteur afin d'obtenir le PTÉ final. De plus, l'impact des programmes de
3 GDP déjà développés par le Distributeur, mais non intégrés dans le profil de charge du
4 Distributeur (programmes GDP Affaires et GDP résidentielle), doit être considéré dans le calcul
5 du PTÉ final. Ce PTÉ est présenté dans le tableau 7.9 pour les années 2020, 2025 et 2030.

TABLEAU 7.9 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEURS RÉSIDENTIEL, CI ET PMI
ANNÉES 2020, 2025 ET 2030¹²

Année d'analyse	PTÉ (MW)
2020	980 - 1 054
2025	339 – 372
2030	1 276 – 1 443

7.5. Conclusion

6 Le PTÉ regroupé pour tous les secteurs et ajusté pour tenir compte des programmes de GDP
7 existants permet d'estimer le potentiel additionnel de GDP envisageable. Ce potentiel est
8 estimé, au maximum, à 1 054 MW en 2020 et pourrait atteindre 1 443 MW en 2030.

9 Le potentiel commercialement réalisable reste toutefois à être démontré, notamment en raison
10 de l'impact de certaines mesures sur le confort et, plus particulièrement, pour les secteurs CI
11 puisque l'application des mesures peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel de
12 cette clientèle, augmentant ainsi sa facture d'électricité.

13 Seule une portion du PTÉ identifié dans cette évaluation pourra être exploitée
14 commercialement.

¹² Pour chaque année d'analyse, une fourchette de PTÉ est présentée pour refléter l'utilisation ou non de la mesure Groupe électrogène. Les valeurs les plus élevées représentent les cas où cette mesure est incluse dans le PTÉ.

8. PROFILS DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

8.1. Profil horaire des besoins et des approvisionnements additionnels requis

FIGURE 8.1 :
COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (2021 ET 2029)
AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

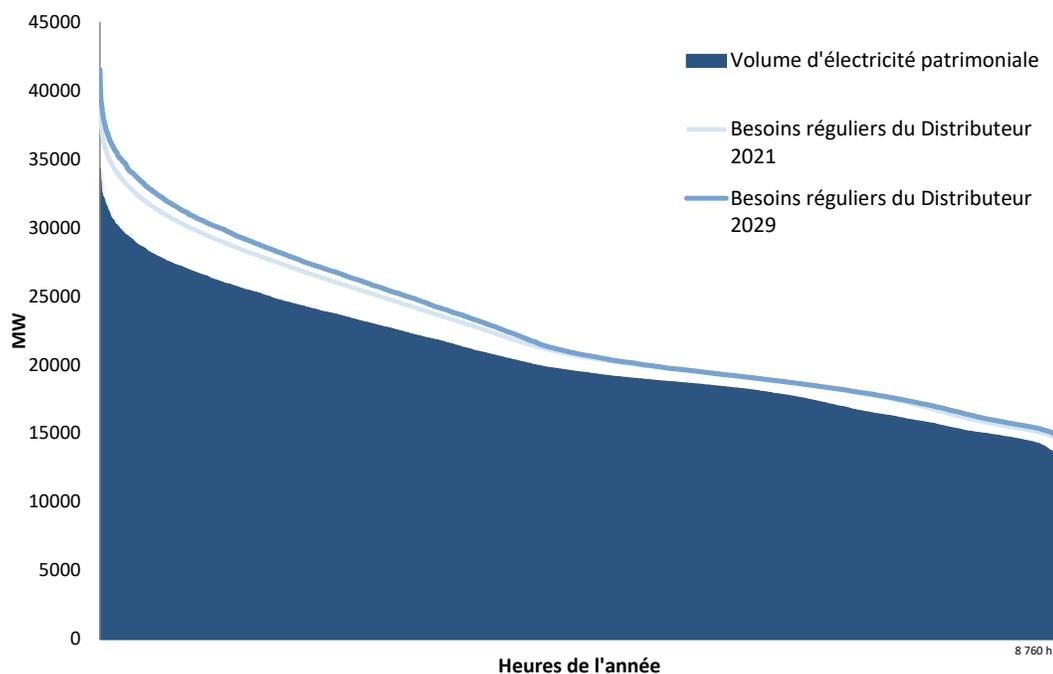


FIGURE 8.2 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2020

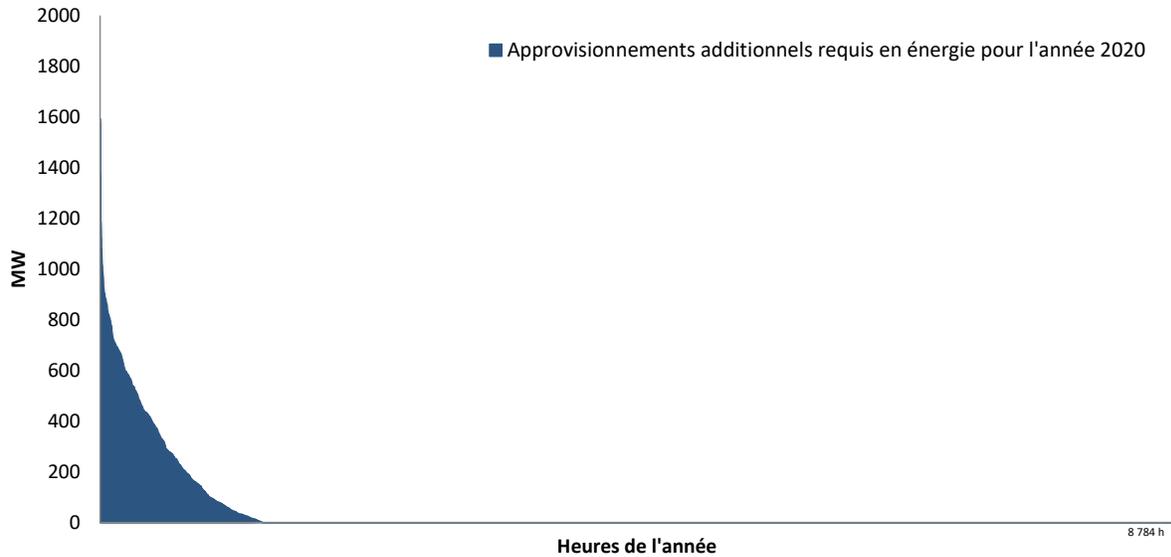


FIGURE 8.3 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2021

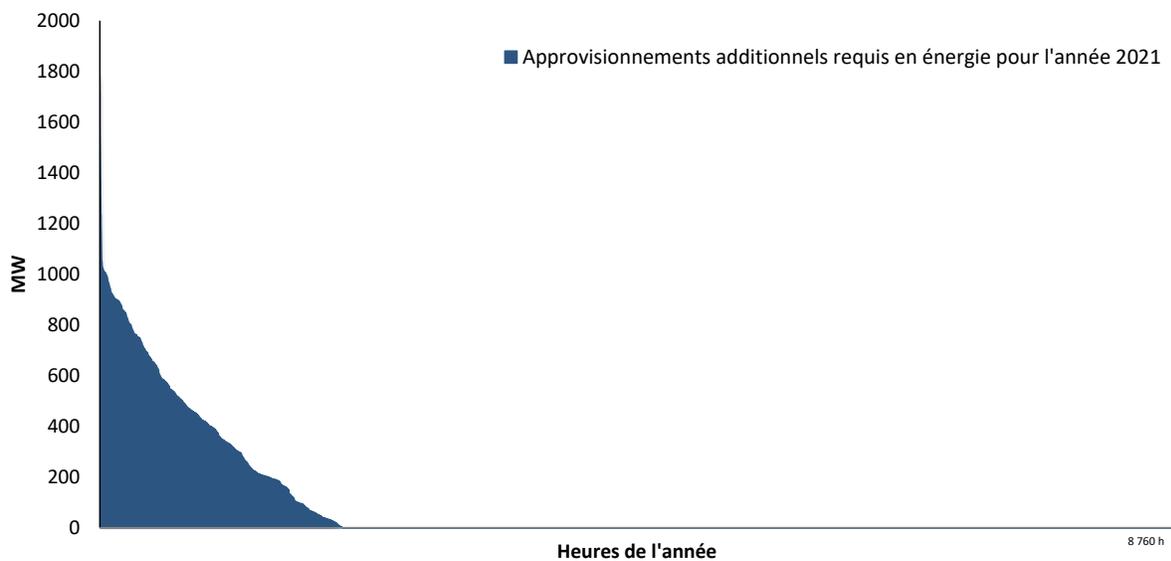


FIGURE 8.4 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2022

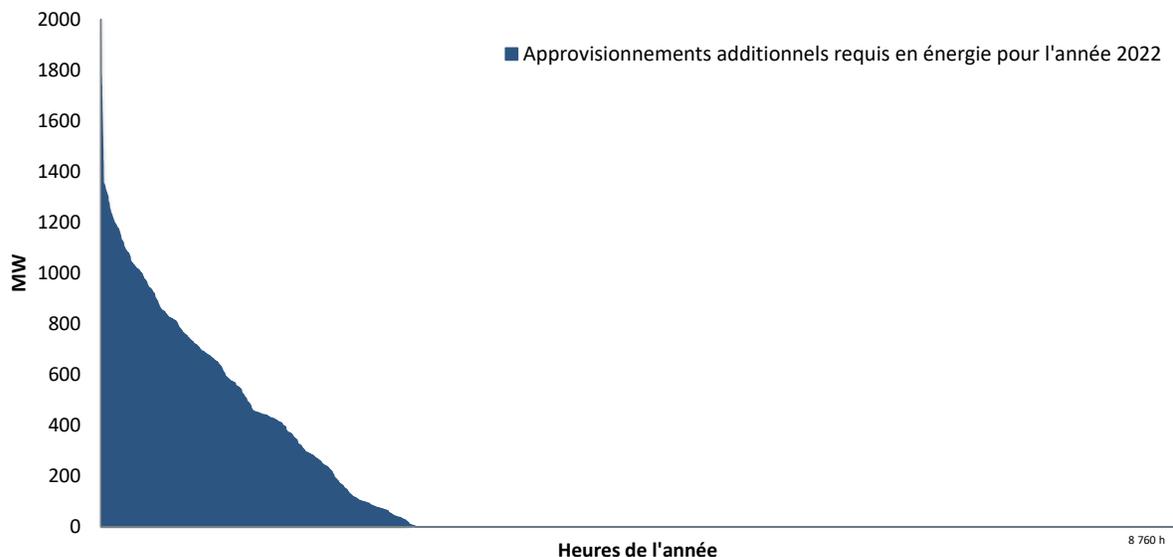
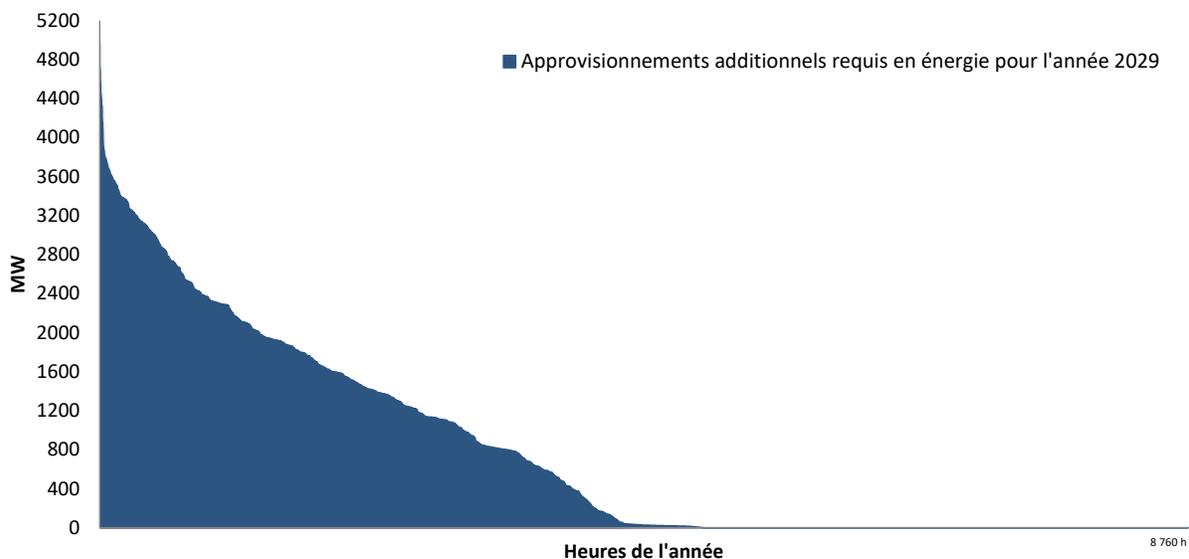


FIGURE 8.5 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2029



8.2. Caractéristiques mensuelles des approvisionnements additionnels requis

FIGURE 8.6 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2020

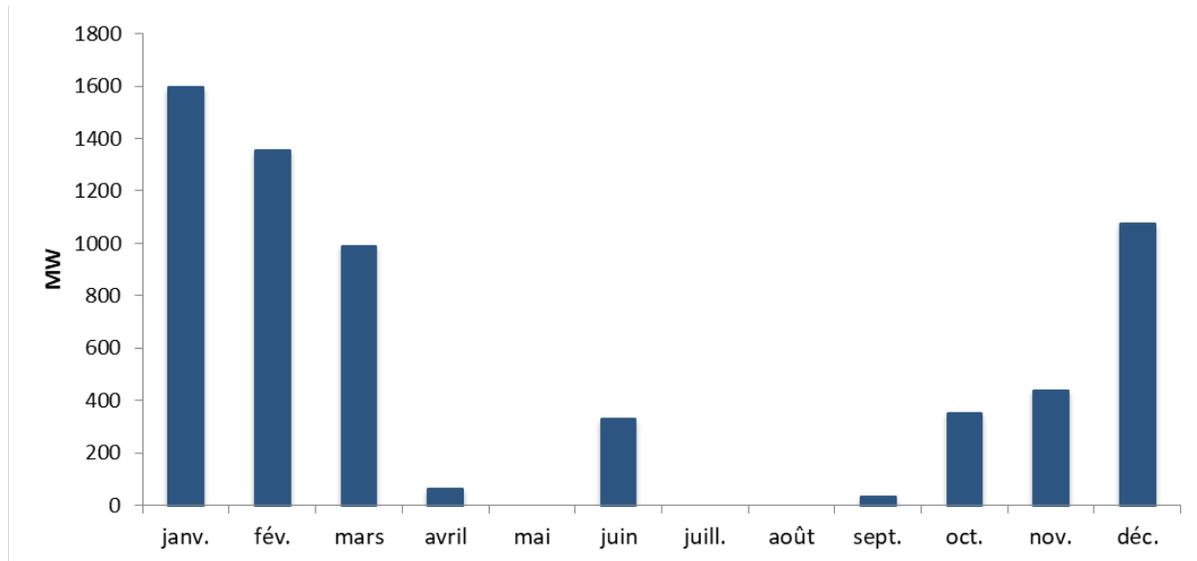


FIGURE 8.7 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2021

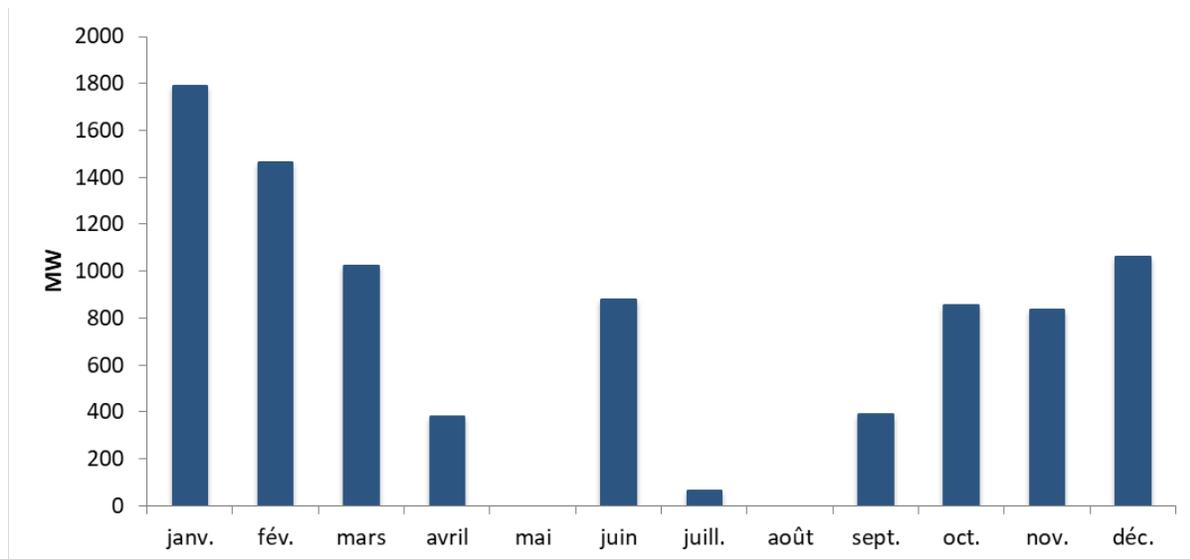
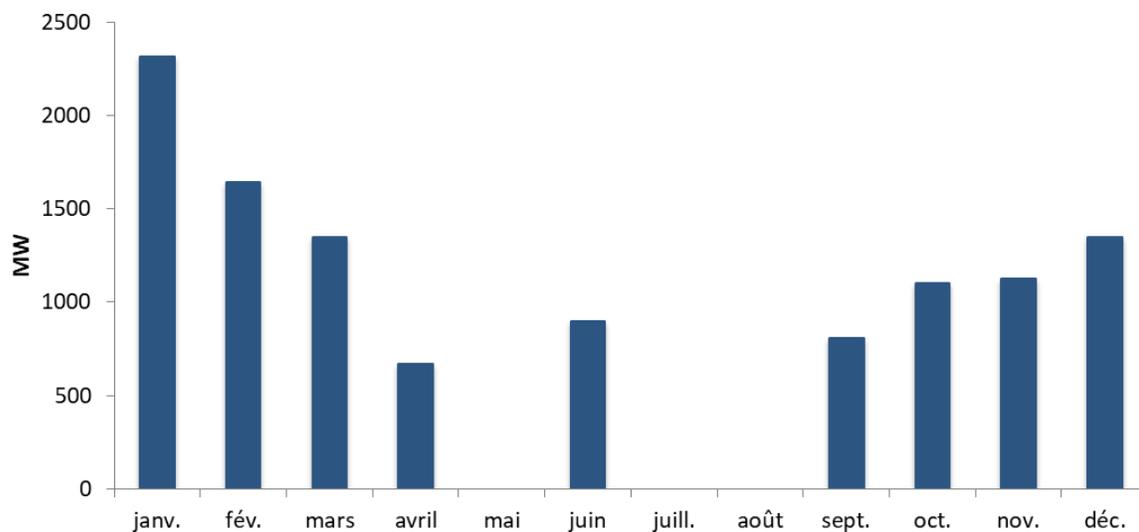


FIGURE 8.8 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME
POUR L'ANNÉE 2022



9. HISTORIQUE DES APPROVISIONNEMENTS

TABLEAU 9.1 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Volume de consommation patrimoniale	TWh	166,2	162,8	164,3	164,6	161,2	161,2	160,2	155,3	155,1	156,3	156,7
Taux de pertes de l'électricité patrimoniale	%	7,6%	7,4%	7,8%	7,7%	7,9%	8,1%	7,5%	7,5%	7,8%	7,3%	7,4%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,86 TWh)	TWh	178,9	174,9	177,2	177,3	174,0	174,2	172,2	166,9	167,2	167,7	168,3
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	0,0	3,9	1,7	1,5	4,8	4,7	6,7	11,9	11,6	11,2	10,6
Approvisionnement de long terme (services de base)	TWh	2,6	1,8	2,7	4,2	7,0	9,8	12,1	14,0	14,7	15,3	16,4
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	TWh	1,5	0,5	0,8	0,9	0,1	0,3	0,5	0,4	0,0	0,0	0,1
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP)	TWh	0,9	1,1	0,7	0,6	0,3	2,3	2,7	3,0	0,1	0,5	0,8
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	TWh	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Électricité revendue	TWh	-0,4	-0,6	-1,1	-0,3	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interruptible	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	TWh	4,7	2,9	3,1	5,4	7,1	12,6	15,3	17,5	14,9	15,9	17,4
Approvisionnement de long terme (services en base)	M\$	300,8	279,6	323,7	445,8	608,7	863,8	1 137,1	1 364,4	1 437,2	1 524,6	1 660,2
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	M\$	82,6	26,2	58,2	67,4	31,3	44,1	51,9	50,8	31,8	33,7	39,3
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP en puissance)	M\$	70,1	82,8	47,0	30,7	10,9	160,0	506,0	270,2	30,3	62,4	75,7
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	M\$	8,5	5,6	0,9	0,8	0,4	0,8	0,1	0,0	0,0	5,7	0,0
Électricité revendue	M\$	-31,0	-14,3	-50,6	-9,6	-7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interruptible (énergie et puissance)	M\$	5,7	10,0	6,7	5,8	6,6	14,7	14,8	17,3	18,2	27,8	29,6
Total	M\$	436,8	389,9	385,8	540,9	650,8	1 083,3	1 709,9	1 702,7	1 517,4	1 654,1	1 804,8

TABLEAU 9.2 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX ACHATS DE PUISSANCE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

		2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Achat de puissance à la pointe d'hiver (janvier)	(MW)	400	150	150	600	600	125	800	750	650	300	225	0
Quantité totale de puissance achetée	(MW-mois)	700	300	300	1 050	1 200	250	1 600	2 600	2 300	1 200	550	0
Quantité d'énergie appelée en vertu des contrats d'achats de puissance	(GWh)	4,4	0,0	0,0	7,7	13,4	4,1	71,7	127,7	4,6	0,3	3,6	0
Coût total - puissance et énergie	(M\$)	3,0	0,8	0,6	2,1	1,7	1,2	30,9	25,3	18,9	14,7	3,5	0
Potentiel de partage de réserve évaluée par le NPCC ^{1,2}	(MW)	2264/2534	1618/2440	2157/2586	3409/4004	3409/4004	3409/4004	3409/4004	2892/3747	3402/3491	3402/3491	3402/3491	3402/3491

¹ : Suivi de la décision D-2014-205, paragraphe 191.

² : De 2007 à 2010, basé sur l'évaluation du NPCC Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits (Tie Benefit Study) de l'année 2007. De 2011 à 2015, basé sur l'évaluation de 2011. De 2016 à 2020, basé sur l'évaluation de 2016.

| 10. COÛT DES APPROVISIONNEMENTS

**TABLEAU 10.1 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Approvisionnement totaux										
Quantité (TWh)	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Prix (\$/MWh)	35,44	36,19	36,94	37,68	38,38	39,14	39,83	39,85	41,08	41,91
Coûts (M\$)	6 754,5	7 032,6	7 278,0	7 468,0	7 662,2	7 800,7	7 862,4	7 843,1	8 139,7	8 294,9
Approvisionnements patrimoniaux										
Quantité (TWh)	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Prix (\$/MWh)	27,99	28,46	28,95	29,44	29,94	30,45	30,97	31,49	32,03	32,57
Coûts (M\$)	4 830,0	4 979,2	5 105,2	5 205,7	5 319,8	5 393,3	5 441,3	5 584,8	5 717,2	5 807,0
Approvisionnements postpatrimoniaux										
Quantité (TWh)	18,0	19,4	20,6	21,3	21,9	22,2	21,7	19,5	19,7	19,6
Prix (\$/MWh)	106,9	107,5	107,7	108,8	110,0	112,3	112,4	115,4	120,0	121,9
Coûts (M\$)	1 924,5	2 053,4	2 172,9	2 262,3	2 342,4	2 407,4	2 421,1	2 258,3	2 422,6	2 487,8
· Approvisionnements de long terme en énergie¹										
Quantité (TWh)	17,6	18,4	19,1	19,4	19,6	19,0	18,6	15,1	13,6	12,9
Prix (\$/MWh)	106,90	107,47	107,72	108,80	109,95	112,26	112,35	115,43	120,04	121,87
Coûts (M\$)	1 879,1	1 982,0	2 058,2	2 112,2	2 152,7	2 128,8	2 084,4	1 742,1	1 629,6	1 567,7
· Approvisionnements de court terme en énergie										
Quantité (TWh)	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	4,3	6,0	6,7
Prix (\$/MWh)	55,35	60,35	64,72	67,43	68,57	70,97	73,61	78,99	85,21	88,22
Coûts (M\$)	22,2	48,2	86,2	116,3	147,7	213,9	219,6	342,1	513,3	593,7
· Approvisionnements en puissance										
Coûts (M\$)	23,3	23,2	28,5	33,8	42,0	64,6	117,0	174,1	279,7	326,5

¹ Inclut l'A/O 2015-01 (500 MW avec HQP)

11. AUTRES INFORMATIONS RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS

11.1. Suivi des conventions d'énergie différée

**TABLEAU 11.1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	350	400	400	400	400	0	0
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	150	400	400	400	16	0	0
	Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	0	0
	Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	250	400	400	0	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,0	
En TWh	Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,0	
	Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,0	-2,2	-1,3	-0,3	0,0	

**TABLEAU 11.2 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT DE BASE (350 MW)**

Contrat en base	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	350	400	0	0	0	0	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	150	289	0	0	0	0	
	Mars	0	-350	-350	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Avril	0	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Mai	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juin	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juillet	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Août	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Septembre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Octobre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Novembre	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
En TWh	Total différé	-1,4	-2,6	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0		
	Solde	-1,4	-4,0	-4,5	-3,5	-2,7	-2,2	-1,5	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,5	0,0	0,0	0,0		

**TABLEAU 11.3 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT CYCLABLE (250 MW)**

Contrat cyclable	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	0	
	Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	400	400	16	0	
	Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	0	
	Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	400	400	0	0	
En TWh	Total différé	-0,6	-1,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	1,0	0,3		
	Solde	-0,6	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,2	-1,3	-0,3	0,0		

11.2. Entente concernant les services complémentaires associés à l'approvisionnement patrimonial

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* ;

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.

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
 PATRIMONIAL¹

<p>1. Planification des ressources en puissance</p>	<p>Planifier les ressources en <i>puissance</i> pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> 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 %.</p>
<p>2. Réglage de tension</p>	<p>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 1^{er} janvier 2001 et est sujette aux contraintes ou restrictions d'exploitation des équipements de production.</p>
<p>3. Réglage de fréquence</p>	<p>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.</p>
<p>4. Maintien des réserves</p>	<p>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'<i>électricité</i> pour une heure lorsque mobilisées.</p> <p>Rendre disponible une réserve de stabilité correspondant à 3 % de la <i>puissance</i> 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.</p>

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.

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

10. Maintien de production minimale	Permettre des modifications à la répartition de la production dans les situations suivantes: <ul style="list-style-type: none">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.
--	--

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 1^{er} mai au 31 octobre), 6 heures et plus au-delà du temps réel;
- 1 500 MW (1 200 MW du 1^{er} 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.

11.3. Suivi sur la vente d'attributs environnementaux

1 Le Distributeur dispose de deux ententes avec des fournisseurs pour la commercialisation des
2 attributs environnementaux associés à deux petites centrales hydroélectriques et un parc
3 éolien dans le cadre du programme ÉcoLogo. Ces ententes arriveront à échéance à la fin
4 2019.

5 En vertu de ces ententes, des ventes de certificats d'énergie renouvelable ont été réalisées
6 depuis les cinq dernières années. Ces ventes sont irrégulières et ne permettent pas de
7 déterminer de tendance sur le marché volontaire à ce jour.

8 Le Distributeur entreprendra, dans les mois à venir, les actions nécessaires pour valoriser les
9 attributs environnementaux, en tenant compte des conditions de marché.

11.4. Évaluation des coûts de transport associés aux appels d'offres de long terme

10 Dans le cadre de futurs appels d'offres de long terme pour l'achat d'électricité sur le réseau
11 intégré du Transporteur, le Distributeur prendra en compte l'impact des coûts de transport de
12 l'électricité, et ce, pour l'ensemble des soumissions analysées. Le Distributeur maintient la
13 méthodologie présentée à l'annexe 6-A de la pièce HQD-1, document 2.3 ([B-0009](#)) du dossier
14 R-3986-2016. Si des changements devaient y être apportés en vue du lancement d'un appel
15 d'offres, le Distributeur s'assurera de les présenter au moment opportun.