

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

RÉSEAU INTÉGRÉ

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT	5
1.1. Évolution du contexte depuis le <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i>	5
1.2. Rappel de la stratégie présentée dans le <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i>	7
1.3. Suivi de la stratégie	7
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE	8
2.1. Contexte	8
2.2. Comparaison avec le <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i>	9
2.3. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation	10
2.3.1. Secteur Résidentiel et agricole	10
2.3.2. Secteur Commercial et institutionnel	11
2.3.3. Secteur Industriel PME	11
2.3.4. Secteur Industriel grandes entreprises	11
2.3.5. Secteur Réseaux municipaux et éclairage public	12
2.4. Prévision des besoins en énergie et en puissance.....	12
2.4.1. Prévision des besoins en énergie.....	12
2.4.2. Prévision des besoins en puissance.....	12
2.5. Aléas de la demande	13
3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES.....	14
3.1. Caractéristiques des approvisionnements existants.....	14
3.1.1. Entente globale cadre.....	16
3.1.2. Service d'intégration éolienne.....	17
3.1.3. Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE.....	17
3.2. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie.....	17
3.2.1. Interventions en économie d'énergie.....	18
3.3. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie	19
3.3.1. Gestion de la demande en puissance	20
3.3.2. Contribution des marchés de court terme.....	22
3.3.3. Abaissement de tension	23
4. GESTION DES RISQUES	23
5. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	24
5.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	24
5.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur.....	25
5.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	25
5.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	26
5.5. Critère de conception du réseau de transport	27
6. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX	27

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Prévion des ventes et des besoins en énergie.....	10
Tableau 2 : Prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver.....	13
Tableau 3 : Aléas sur les besoins en énergie – Écart type.....	14
Tableau 4 : Aléas sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver – Écart type.....	14
Tableau 5 : Sommaire des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme sous contrat.....	15
Tableau 6 : Bilan en énergie.....	17
Tableau 7 : Bilan en puissance.....	19
Tableau 8 : Contribution des interventions en efficacité énergétique sur la réduction des besoins de puissance.....	20
Tableau 9 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance.....	24
Tableau 10 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	26

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Besoins en énergie du Distributeur – Écarts avec le <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i>	5
Figure 2 : Surplus énergétiques 2017-2026.....	6
Figure 3 : Profil des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur pour l'année 2020.....	16

1 La présentation du *Plan d'approvisionnement 2017-2026* pour le réseau intégré (le Plan) se
2 compose d'un document principal et de plusieurs annexes, ces dernières étant regroupées
3 dans trois documents distincts.

4 Les annexes liées au contexte du plan d'approvisionnement sont regroupées à la pièce
5 HQD-1, document 2.1. On y retrouve notamment, à l'annexe 1A, un lexique des termes
6 techniques et des abréviations utilisés dans le Plan, ainsi que, à l'annexe 1B, un tableau
7 permettant de localiser l'information demandée au *Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses*
8 *activités de distribution* et dans les décisions antérieures de la Régie touchant le plan
9 d'approvisionnement.

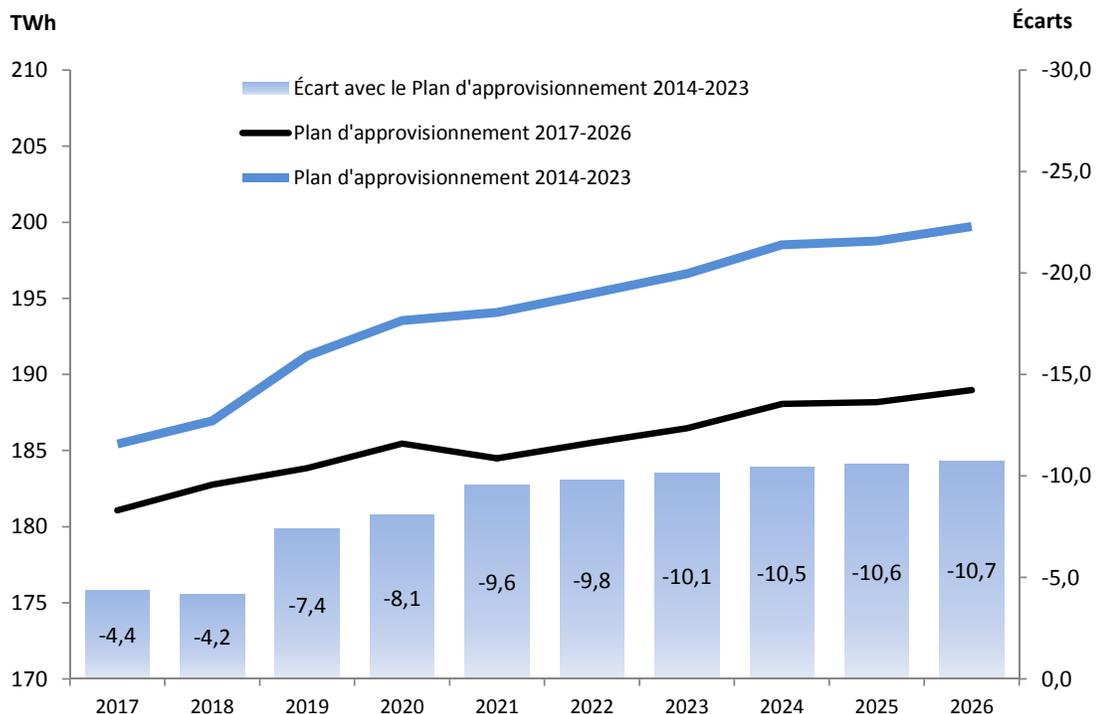
10 Les annexes portant sur la prévision de la demande constituent la pièce HQD-1,
11 document 2.2 et celles liées aux approvisionnements, la pièce HQD-1, document 2.3.

1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

1.1. Évolution du contexte depuis le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*

12 Depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le 1^{er} novembre 2013, les besoins
13 en énergie ont connu une forte diminution, comme illustré à la figure 1.

FIGURE 1 :
BESOINS EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR
ÉCARTS AVEC LE *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023*

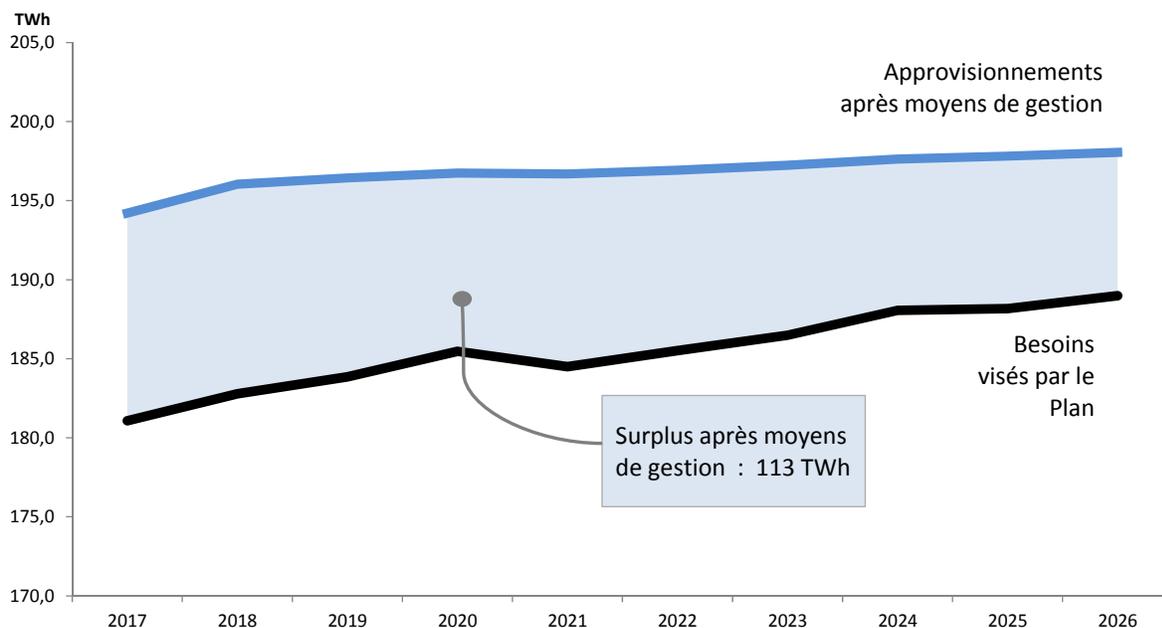


1 Sur la période 2017-2026, la diminution cumulative des besoins en énergie se chiffre à
2 85 TWh. Cette diminution s'explique par une baisse des ventes, notamment aux secteurs
3 Résidentiel et Industriel, et dans une moindre mesure, par une révision à la baisse du taux
4 de pertes. En puissance, les besoins ont également diminué sur l'ensemble de la période,
5 l'écart atteignant plus de 1 100 MW à l'hiver 2025-2026.

6 Par ailleurs, et toujours par rapport au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le portefeuille
7 d'approvisionnements du Distributeur s'est accru de 14 contrats découlant de décrets
8 gouvernementaux. Ces nouveaux contrats sont essentiellement issus du programme d'achat
9 d'électricité provenant de centrales de cogénération à base de biomasse forestière résiduelle
10 et d'appels d'offres visant l'énergie éolienne. Sur la période 2017-2026, ces nouveaux
11 contrats augmentent l'offre du Distributeur de 27 TWh.

12 L'augmentation de l'offre, conjuguée à la diminution des besoins, se traduit par des surplus
13 énergétiques cumulés encore plus importants que ceux prévus dans le précédent plan. Les
14 surplus totaux s'élèvent dorénavant à 113 TWh sur la période du Plan, et ce, même après le
15 déploiement des moyens de gestion dont dispose le Distributeur, comme illustré à la figure 2.

**FIGURE 2 :
SURPLUS ÉNERGÉTIQUES
2017-2026**



16 Malgré la présence de surplus en énergie, des besoins de long terme en puissance étaient
17 anticipés lors du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*. À ce titre, trois contrats visant l'achat
18 de puissance garantie, découlant de l'appel d'offres lancé par le Distributeur en mars 2015
19 (A/O 2015-01), ont été conclus avec le Producteur pour l'acquisition de 500 MW de
20 puissance garantie. Ces contrats ont été approuvés par la Régie en décembre 2015.

1.2. Rappel de la stratégie présentée dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*

1 Au moment du dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le Distributeur constatait que
2 les surplus en énergie s'étaient accrus, pour s'établir à 75 TWh sur l'horizon de ce plan.

3 Dans ce contexte, la stratégie adoptée par le Distributeur était, d'une part, d'exercer son
4 option de suspension pour les livraisons en base de la centrale de TransCanada Energy
5 (TCE) jusqu'à la fin du contrat en 2026 et, d'autre part, de miser sur la flexibilité des
6 livraisons de l'électricité patrimoniale afin d'assurer l'équilibre offre-demande en énergie. En
7 effet, hormis le contrat cyclable, les livraisons découlant des autres engagements du
8 Distributeur ne peuvent être réduites. Étant donné l'ampleur des surplus sur la période
9 2014-2023, le Distributeur ne planifiait plus de recourir à l'option de différer l'énergie mais
10 veillait à planifier les retours d'énergie de façon à alimenter les besoins attendus du marché
11 québécois tout en s'assurant que le solde du compte d'énergie différée soit écoulé avant
12 l'échéance des Conventions d'énergie différée (les Conventions), en 2027.

13 En outre, pour les premières années de ce plan, les moyens à la disposition du Distributeur,
14 jumelés avec la contribution des marchés de court terme, suffisaient pour répondre à ses
15 besoins en puissance. Le Distributeur envisageait toutefois de procéder à un appel d'offres
16 afin d'assurer la disponibilité de ces approvisionnements. En mai 2014, un appel d'offres de
17 court terme pour combler une partie des besoins en puissance pour les hivers 2014-2015 à
18 2017-2018 a été lancé.

19 À plus long terme, le Distributeur comptait d'abord sur les interventions en gestion de la
20 demande en puissance, puis sur la contribution des marchés de court terme pour combler
21 ses besoins au-delà de la contribution en puissance de ses contrats de long terme. Lors des
22 audiences sur ce plan, en juin 2014, le Distributeur a présenté une mise à jour du bilan en
23 puissance, mettant en évidence des besoins récurrents à long terme. Conséquemment, le
24 Distributeur a annoncé sa volonté de lancer un appel d'offres de long terme visant
25 l'acquisition de puissance. Les caractéristiques du produit recherché ont d'ailleurs été
26 déposées en complément de preuve dans le cadre de l'examen du *Plan*
27 *d'approvisionnement 2014-2023*, en septembre 2014. En parallèle, le Distributeur confirmait
28 avoir entrepris des discussions avec TCE en vue d'une contribution en puissance en période
29 de pointe en provenance de la centrale de TCE à Bécancour.

1.3. Suivi de la stratégie

30 Les deux hivers suivant le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023* ont été marqués
31 par des températures nettement plus froides que la normale, nécessitant ainsi l'achat de
32 quantités d'énergie importantes sur les marchés de court terme afin de satisfaire les besoins
33 en période de pointe hivernale.

34 Si, à court terme, les activités d'approvisionnement du Distributeur se sont intensifiées en
35 raison des conditions climatiques particulières, les surplus en énergie sont demeurés
36 importants sur l'horizon du Plan. Ainsi, l'ampleur des surplus a conduit le Distributeur à

1 maintenir la stratégie présentée dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, et ce,
2 conformément aux articles 71.1 et 71.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

3 L'appel d'offres de court terme en puissance a permis l'acquisition de quantités de puissance
4 allant de 750 MW pour l'hiver 2014-2015 à 50 MW pour l'hiver 2017-2018. Les résultats de
5 cet appel d'offres ont permis de constater que le marché de court terme de la puissance ne
6 possédait pas nécessairement la profondeur suffisante pour combler en totalité les quantités
7 recherchées sur quatre hivers, à savoir 750 MW le premier hiver et 500 MW les trois
8 suivants.

9 En mars 2015, un appel d'offres visant l'achat de 500 MW de puissance a été lancé par le
10 Distributeur (A/O 2015-01). Cet appel d'offres a permis de conclure trois contrats avec le
11 Producteur pour la quantité recherchée, sur une période de 20 ans à compter de l'hiver
12 2018-2019. Ces contrats ont été approuvés par la Régie en décembre 2015.

13 Par ailleurs, les discussions avec TCE ont conduit à la signature d'une entente permettant
14 l'utilisation de la centrale de TCE à Bécancour pour une contribution de 570 MW en pointe à
15 compter de l'hiver 2018-2019. À la suite du dépôt de la demande d'approbation relative à
16 cette entente en mai 2015, la Régie avait tout d'abord rendu une décision favorable avant de
17 la révoquer, en juillet 2016.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

18 La prévision de la demande repose sur l'information la plus récente dont dispose le
19 Distributeur. Les faits saillants de cette prévision sont exposés dans cette section.

20 Les annexes 2A à 2C en présentent les détails, notamment les prévisions ventilées par
21 usages et par secteurs, les scénarios d'encadrement de la prévision, ainsi que les
22 comparaisons avec le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* et l'état d'avancement 2015 de
23 ce plan. Par ailleurs, les données historiques de la demande se retrouvent à l'annexe 2D et
24 les changements survenus depuis le dernier plan d'approvisionnement, en ce qui concerne
25 la méthodologie ou les paramètres utilisés pour établir la prévision de la demande, sont
26 présentés à l'annexe 2E.

2.1. Contexte

27 Le ralentissement de la croissance économique mondiale depuis deux ans, notamment en
28 Chine, a fortement réduit la demande pour les matériaux de base, alors que l'offre et les
29 stocks étaient en hausse. En conséquence, les prix des métaux et des produits énergétiques
30 ont chuté au cours de 2015, entraînant à la baisse la valeur de la devise canadienne.

31 Dans un contexte où les échanges commerciaux mondiaux diminuaient, le Québec n'a pu
32 profiter pleinement de la dévaluation du dollar canadien pour relancer ses exportations.
33 L'incertitude planant sur l'économie mondiale a plutôt fait diminuer les investissements des
34 entreprises privées, de sorte que l'économie québécoise ne pourra pas atteindre son plein
35 potentiel à court terme.

1 À moyen terme, les changements démographiques vont modifier la structure économique du
2 Québec. D'une part, le nombre de personnes de 65 ans et plus doublera, passant d'un à
3 deux millions entre 2006 et 2026. D'autre part, la cohorte des personnes de 25 à 44 ans a
4 cessé de progresser et commencera à diminuer à partir de 2021.

5 Ces changements démographiques réduiront la croissance future de la population active,
6 des revenus globaux et du PIB potentiel. Les dépenses de consommation, la demande de
7 services commerciaux et les besoins de logements en seront modifiés. La hausse de la
8 demande pour les services de santé et le ralentissement des revenus fiscaux forceront le
9 gouvernement à restreindre les dépenses de l'État.

10 Globalement, la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance
11 annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de plus de 2,0 % au cours des années 1990,
12 est passée à 1,9 % pour la décennie suivante et devrait se situer à près de 1,6 % au cours
13 de la période 2016-2020, avant de tendre vers 1,4 % à l'horizon 2026.

2.2. Comparaison avec le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*

14 La prévision des ventes d'électricité du présent plan est inférieure à celle du plan précédent.
15 En 2023, l'écart atteint -8,4 TWh et la diminution totale des ventes se chiffre à -45,7 TWh sur
16 la période 2016-2023. Ces écarts négatifs tout au long de la période surviennent malgré la
17 croissance annuelle modeste de 0,6 % prévue dans le cadre du plan précédent et sont
18 essentiellement attribuables aux secteurs Résidentiel et Industriel.

19 L'écart des ventes au secteur Résidentiel s'explique principalement par des changements de
20 comportements de la clientèle non anticipés et constatés en 2015. Le déploiement accéléré
21 des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le
22 chauffage électrique des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé des
23 nouveaux abonnements composent l'essentiel de ces changements.

24 Au secteur Industriel, la faiblesse des perspectives économiques mondiales et de la
25 demande pour les minerais et les métaux transformés occasionnent des ventes d'électricité
26 moindres aux secteurs Mines et Sidérurgie, fonte et affinage.

27 La prévision des besoins en énergie est inférieure à celle du *Plan d'approvisionnement*
28 *2014-2023*. En 2023, la diminution est de -10,1 TWh et l'écart cumulé se chiffre à -57,1 TWh
29 sur la période 2016-2023. Ces écarts découlent de la baisse des ventes et, dans une
30 moindre mesure, du taux de pertes prévu. Ce dernier est revu à la baisse en raison de pertes
31 observées plus faibles au cours des dernières années et d'investissements à venir sur le
32 réseau de transport.

33 À compter de l'hiver 2016-2017, les besoins en puissance sont aussi inférieurs à ceux du
34 *Plan d'approvisionnement 2014-2023*. Les écarts sur l'horizon 2016-2017 à 2022-2023 se
35 situent entre -325 MW et -1 097 MW. À l'hiver 2022-2023, l'écart de -1 097 MW s'explique
36 essentiellement par une révision à la baisse de la demande au secteur Industriel (-792 MW).
37 L'écart résiduel de -305 MW découle grandement de la révision à la baisse des ventes

- 1 résidentielles, une conséquence des changements de comportements observés en 2015 et
 2 qui concernent des usages présents à la pointe d'hiver du Distributeur.
- 3 La section 2.3 présente la prévision des ventes par secteurs de consommation sur l'horizon
 4 du Plan.

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

5 Comme présenté au tableau 1, les ventes d'électricité devraient s'élever à 176,1 TWh en
 6 2026. Cela représente une augmentation de 7,6 TWh sur la période 2016-2026, soit un taux
 7 de croissance annuel moyen de 0,4 % ou environ 0,8 TWh par an, une croissance
 8 supérieure à celle observée sur la période 2006-2016. En effet, au cours de ces dix années,
 9 les ventes normalisées au Québec ont décliné de 1,7 TWh, principalement en raison d'un
 10 contexte économique difficile pour le secteur Industriel. Le ralentissement de la croissance
 11 observé au cours des dernières années se répercute sur la prévision du présent plan
 12 d'approvisionnement. Pour les prochaines années, le Distributeur prévoit que les ventes
 13 industrielles seront affectées par des rationalisations additionnelles, plus particulièrement
 14 dans le secteur des Pâtes et papiers.

**TABLEAU 1 :
 PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26 TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0	4,3	0,6%
Commercial et institutionnel	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2	2,6	0,7%
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-0,1	-0,2%
Industriel grandes entreprises	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9	0,5	0,1%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8	0,3	0,2%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2016	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7	0,4%
	181,6												

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

2.3.1. Secteur Résidentiel et agricole

15 Au secteur Résidentiel et agricole (38 % des ventes au Québec en 2016), la croissance
 16 prévue sur la période 2016-2026 est de 4,3 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen
 17 de 0,6 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement de l'augmentation du
 18 nombre d'abonnements résidentiels, du parc de véhicules électriques et, dans une moindre
 19 mesure, de la hausse du revenu disponible des ménages. Ces éléments de croissance sont
 20 atténués par une baisse de l'intensité énergétique, notamment en raison de l'amélioration de

1 l'efficacité des équipements (par exemple, l'éclairage) et d'une consommation unitaire plus
2 faible des nouveaux abonnements¹.

3 L'abaissement de la température de consigne sur les thermostats pour le chauffage
4 électrique constaté en 2015 est un comportement dont il est difficile de prévoir la pérennité.
5 Le scénario de référence s'appuie sur les intentions annoncées par la clientèle résidentielle
6 quant au maintien de l'abaissement de la température au cours des premières années de la
7 période du Plan. Ainsi, un effritement plus rapide de ce comportement constitue un risque à
8 la hausse sur la demande prévue de ce secteur. L'évolution de la demande d'électricité au
9 cours des prochaines saisons de chauffage indiquera le niveau d'abaissement de
10 température intégré dans les habitudes de la clientèle résidentielle.

2.3.2. Secteur Commercial et institutionnel

11 Au secteur Commercial et institutionnel (22 % des ventes au Québec en 2016), la croissance
12 prévue sur la période 2016-2026 atteint 2,6 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen
13 de 0,7 %. La croissance des ventes dans ce secteur s'explique essentiellement par
14 l'accroissement de la population, du PIB et de l'emploi dans le secteur tertiaire.
15 L'augmentation des ventes provient également de perspectives favorables pour le
16 développement des véhicules électriques, du stockage des données numériques et du
17 transport public. L'amélioration de l'efficacité des équipements viendra toutefois atténuer les
18 éléments de croissance mentionnés.

2.3.3. Secteur Industriel PME

19 En ce qui a trait aux PME du secteur Industriel (5 % des ventes au Québec en 2016), les
20 ventes d'électricité sur la période 2016-2026 décroissent de -0,1 TWh (ou -0,2 % par an en
21 moyenne). Ce secteur connaît des changements structurels qui amèneront une transition
22 vers des industries à plus faible intensité énergétique. Ce phénomène explique la faible
23 décroissance des ventes de ce secteur en dépit de variables économiques favorables.

2.3.4. Secteur Industriel grandes entreprises

24 Pour ce qui est des grandes entreprises du secteur Industriel (32 % des ventes au Québec
25 en 2016), la croissance prévue des ventes s'élève à 0,5 TWh sur la période 2016-2026, soit
26 un taux de croissance annuel moyen de seulement 0,1 %. D'une part, les ventes prévues
27 reposent sur une reprise anticipée de la demande mondiale de produits miniers et
28 métallurgiques au cours des prochaines années, relançant ainsi certains projets
29 d'investissements à l'étude. D'autre part, des rationalisations additionnelles dans les
30 secteurs Pâtes et papiers, de même que Pétrole et chimie sont toutefois anticipées en raison
31 d'une forte concurrence et d'une détérioration de leurs marchés traditionnels. Quant aux

¹ À cet effet, voir notamment l'annexe 2E à la pièce HQD-1, document 2.2.

1 alumineries, le Distributeur ne prévoit aucune croissance significative des ventes à l'horizon
2 2026.

2.3.5. Secteur Réseaux municipaux et éclairage public

3 En 2016, ce secteur représente 3 % des ventes au Québec, dont 4,5 TWh ou 88 % sont
4 attribuables aux réseaux municipaux. La croissance prévue des ventes du secteur s'élève à
5 0,4 TWh entre 2016 et 2026 ou 0,7 % par an en moyenne, ce qui est similaire à la
6 croissance des secteurs Résidentiel et agricole, de même que Commercial et institutionnel.

2.4. Prévision des besoins en énergie et en puissance

2.4.1. Prévision des besoins en énergie

7 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 1, sont essentiellement
8 composés des ventes d'électricité et des pertes de distribution et de transport. Le taux de
9 pertes moyen considéré pour la période 2017 à 2026 est de 7,3 %. Ce taux reflète ceux
10 observés au cours des dernières années et tient compte de son évolution prévue, laquelle
11 intègre l'impact sur les pertes du projet de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-
12 Bout-de-l'Île. En 2026, les besoins en énergie atteindront 189,0 TWh, soit une augmentation
13 de 7,7 TWh par rapport à 2016.

2.4.2. Prévision des besoins en puissance

14 La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision
15 des besoins en énergie et inclut l'effacement de charges découlant des mesures de gestion
16 de la demande en puissance qui ne sont pas sous le contrôle du Distributeur (par exemple,
17 la biénergie résidentielle). Le tableau 2 montre que les besoins en puissance à la pointe
18 atteindront 39 931 MW à l'hiver 2025-2026. Par rapport à l'hiver 2015-2016, ceci représente
19 une croissance de 2 220 MW ou 0,6 % par an en moyenne. Cette croissance provient
20 essentiellement des secteurs Résidentiel et agricole, de même que Commercial et
21 institutionnel.

22 En revanche, sur la période 2017-2026, les besoins en puissance ont diminué de l'ordre de
23 1 000 MW par rapport à ceux annoncés dans l'état d'avancement 2015. Cette diminution est
24 particulièrement attribuable à la baisse des ventes au secteur Résidentiel, fortement
25 contributif à la pointe d'hiver du Distributeur, ainsi qu'au secteur Industriel. Cependant, un
26 effritement plus rapide du comportement d'abaissement de température de consigne de la
27 clientèle résidentielle pourrait entraîner des besoins en puissance additionnels d'environ
28 200 MW dans les premières années du Plan.

**TABLEAU 2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

En MW	2015/16 ¹	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2015-25	
												MW	tx annuel moyen
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%

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

2.5. Aléas de la demande

1 La prévision de la demande présentée dans les sections précédentes porte sur les besoins
 2 énergétiques découlant d'une prévision des ventes à conditions climatiques normales. Or,
 3 ces besoins sont soumis à des aléas importants, soit :

- 4 • l'aléa climatique ;
- 5 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

6 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité
 7 par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Pour l'année 2021, l'aléa
 8 climatique en énergie comporte un écart type de 2,5 TWh. En puissance, l'écart type de
 9 l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 atteint
 10 1 570 MW. Les résultats sont sensiblement les mêmes pour chacune des années du Plan.

11 L'aléa sur la demande prévue découle quant à lui de l'impossibilité de prévoir parfaitement
 12 l'évolution des variables économiques, démographiques et énergétiques, ainsi que des
 13 erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la
 14 demande d'électricité. Pour l'année 2021, l'aléa de la demande prévue en énergie comporte
 15 un écart type de 5,4 TWh. En puissance, l'écart type sur les besoins à la pointe de l'hiver
 16 2019-2020 est de 1 070 MW.

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

19 Les aléas sur les besoins en énergie sont illustrés, jusqu'à l'année 2021, au tableau 3 et les
 20 aléas sur les besoins en puissance sont présentés, jusqu'à l'hiver 2019-2020, au tableau 4.
 21 Les résultats détaillés de l'évaluation des aléas sont présentés à la section 1 de l'annexe 2B.

**TABLEAU 3 :
ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE**

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Aléa climatique	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5
Aléa sur la demande prévue	2,6	3,0	3,5	4,5	5,4
Aléa global	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9

**TABLEAU 4 :
ALÉAS SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE**

En MW	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Aléa climatique	1 530	1 560	1 560	1 570
Aléa sur la demande prévue	720	830	940	1 070
Aléa global	1 690	1 760	1 830	1 900

1 Par rapport au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, l'écart type de l'aléa global sur les
2 besoins en énergie est essentiellement le même pour les horizons un à trois ans. Aux
3 horizons quatre et cinq ans, les écarts types sont revus respectivement de +0,6 et +0,7 TWh.
4 Ces accroissements s'expliquent par une révision à la hausse de l'aléa associé aux forts
5 consommateurs d'énergie, compte tenu, notamment, de l'incertitude dans le marché de
6 l'aluminium et des métaux.

7 Par ailleurs, l'aléa global sur les besoins en puissance du Plan est supérieur à celui du *Plan*
8 *d'approvisionnement 2014-2023*. L'augmentation de l'écart type de l'aléa global varie entre
9 60 et 100 MW selon les années et découle notamment d'une hausse de l'aléa climatique.

10 Les écarts types sur l'aléa climatique sont plus élevés que ceux du *Plan*
11 *d'approvisionnement 2014-2023*, du fait de l'ajout de deux années climatiques froides dans
12 l'ensemble de conditions climatiques simulées.

3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

3.1. Caractéristiques des approvisionnements existants

13 Le Distributeur dispose de nombreux contrats d'approvisionnement de long terme, en plus de
14 l'électricité patrimoniale qui peut contribuer au bilan en énergie pour une quantité maximale
15 de 178,9 TWh. La livraison de l'électricité patrimoniale est caractérisée par un profil annuel

1 préétabli de valeurs horaires de puissances classées, dont la valeur maximale est fixée à
 2 34 342 MW. Puisque l'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et
 3 généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, le Producteur est amené à
 4 maintenir une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale au profil
 5 des livraisons, ce qui porte la puissance inscrite au bilan à 37 442 MW. Les services
 6 concernés ont fait l'objet d'une entente conclue en 2005 entre le Distributeur et le
 7 Producteur, laquelle est présentée à l'annexe 3B à la pièce HQD-1, document 2.3.

8 Les 75 contrats d'approvisionnement de long terme en vigueur dont dispose le Distributeur
 9 représentent plus de 5 800 MW de puissance contractuelle. Depuis le dépôt de l'état
 10 d'avancement 2015, quatre parcs éoliens sont entrés en service, pour une puissance
 11 totalisant près de 600 MW, et un nouveau contrat d'achat de production d'une petite centrale
 12 hydraulique de 16 MW a été conclu, alors qu'un contrat de production à la biomasse, d'une
 13 puissance de 9 MW, a été résilié. Trois contrats de puissance garantie, conclus avec le
 14 Producteur et totalisant 500 MW, se sont également ajoutés au portefeuille du Distributeur.
 15 Le tableau 5 présente un sommaire des contrats signés et une liste détaillée est présentée à
 16 l'annexe 3C à la pièce HQD-1, document 2.3.

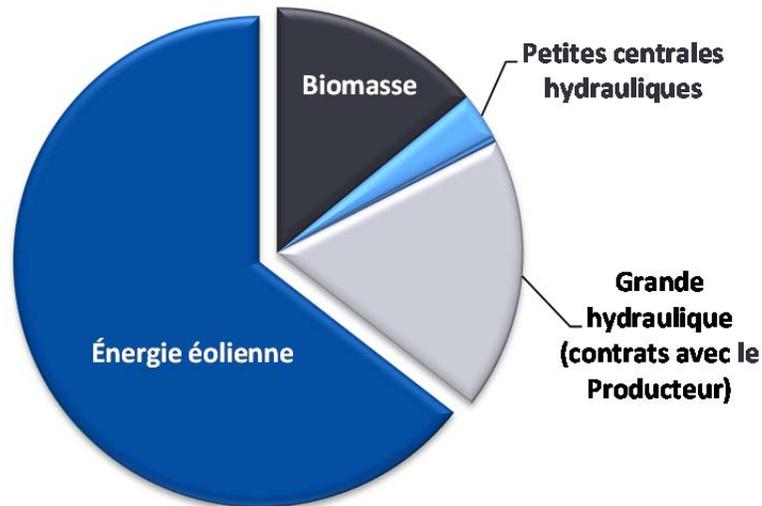
TABLEAU 5 :
SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE LONG TERME SOUS CONTRAT

	Nombre de contrats signés	Puissance contractuelle totale (MW)	Puissance à la pointe ⁽¹⁾ (MW)	Énergie annuelle (TWh)					
				2017	2018	2019	...	2025	2026
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3	1 107 + 40 en pointe	600	3,1	3,1	3,1		4,1	4,3
A/O 2003-01 - Biomasse I	1	16 à 19 MW, selon le mois	16	0,1	0,1	0,1		0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolien I	7	823	329	2,5	2,5	2,5		2,5	2,5
A/O 2004-02 - Cogénération	1	8	8	0,1	0,1	0,1		-	-
A/O 2005-03 - Éolien II	15	2 011	804	6,2	6,2	6,2		6,2	6,2
A/O 2009-01 - Biomasse II	5	48	48	0,4	0,4	0,4		0,4	0,4
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	9	122	122	0,4	0,4	0,5		0,5	0,5
A/O 2009-02 - Éolien III	12	281	112	0,8	0,9	0,9		0,9	0,9
PAE 2011-01 - Biomasse III	15	274	274	1,1	1,7	1,9		2,0	2,0
A/O 2013-01 - Éolien IV	3	446	179	0,3	1,4	1,4		1,4	1,4
D-191-2014 - Éolienne	1	149	60	0,5	0,5	0,5		0,5	0,5
A/O 2015-01 - HQP	3	500	500	0,0	0,0	0,0		0,2	0,2
TOTAL	75	+ de 5 800	3 053	15,3	17,2	17,5	...	18,7	18,8

(1) Puissance inscrite au bilan en puissance. Dans le cas de l'énergie éolienne, il s'agit de la contribution associée au service d'intégration éolienne, soit l'équivalent de 40 % de la puissance contractuelle.

17 Le portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur est composé
 18 principalement de sources d'énergie renouvelable, dont le profil est présenté à la figure 3.

**FIGURE 3 :
PROFIL DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DU DISTRIBUTEUR
POUR L'ANNÉE 2020**



1 Au-delà des contrats de long terme, le Distributeur dispose de plusieurs moyens de gestion
2 qui permettent d'assurer la flexibilité, la sécurité et la fiabilité de son portefeuille
3 d'approvisionnements, soit :

- 4 • l'entente globale cadre ;
- 5 • le service d'intégration éolienne ;
- 6 • l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE.

3.1.1. Entente globale cadre

7 L'entente globale cadre actuellement en vigueur, qui avait été approuvée en décembre 2013,
8 prendra fin le 31 décembre 2016.

9 En avril 2016, le Distributeur a déposé une demande de dispense relative à l'entente afin
10 d'obtenir l'autorisation de ne pas recourir à un appel d'offres pour les approvisionnements
11 visés par l'entente. À la suite de l'approbation de la Régie, le Distributeur a déposé, en juin
12 2016, une demande visant à faire approuver le renouvellement de l'entente globale cadre
13 pour la période du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2019. Les termes et conditions de cette
14 entente sont essentiellement les mêmes que ceux de l'entente globale cadre en vigueur. Le
15 renouvellement de l'entente globale cadre a ainsi été approuvé par la Régie en septembre
16 2016. Cette dernière demande toutefois au Distributeur de revoir, dans le cadre du prochain
17 renouvellement de cette entente, le prix associé aux autres valeurs horaires de l'année, à
18 savoir les heures comprises entre les 40 plus petites et les 300 plus grandes valeurs horaires

1 mobilisées par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, ainsi que son taux
 2 d'indexation annuelle de 2 %.

3.1.2. Service d'intégration éolienne

3 En janvier 2016, le Distributeur a conclu avec le Producteur un contrat de service
 4 d'intégration éolienne, lequel est entré en vigueur le 1^{er} septembre 2016 pour une durée de
 5 trois ans. Les retours d'énergie garantis associés à ce service correspondent, pour la période
 6 estivale (avril à septembre), à 30 % de la quantité contractuelle des parcs éoliens en service
 7 commercial et à 40 % pour la période hivernale (octobre à mars). Ces quantités sont
 8 inscrites aux bilans présentés aux tableaux 6 et 7.

3.1.3. Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE

9 Le Distributeur prolonge la période de suspension des livraisons en base de la centrale de
 10 TCE jusqu'à l'expiration du contrat en 2026. Le Distributeur continuera à exercer son option
 11 de suspension.

3.2. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie

12 Sur l'ensemble de la période couverte par le Plan, les approvisionnements sont supérieurs
 13 aux besoins prévus et les surplus énergétiques totalisent 113 TWh. Le bilan en énergie est
 14 présenté au tableau 6.

TABLEAU 6 :
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	15,4	17,2	17,6	17,9	17,8	18,1	18,4	18,8	18,9	19,2
▪ Cyclable - HQP	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
▪ Base - HQP	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
▪ Énergie rappelée	-	-	-	-	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9
▪ Appel d'offres de long terme - HQP	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien I	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
▪ Éolien II	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
▪ Éolien III	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Éolien IV	0,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
▪ Biomasse	1,7	2,3	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
▪ Petite hydraulique	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Achats d'énergie	0,0	0,1	0,1	0,3						
Surplus	(13,1)	(13,3)	(12,6)	(11,3)	(12,2)	(11,4)	(10,8)	(9,6)	(9,6)	(9,1)

15 Conformément aux articles 71.1 et 71.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur
 16 maintient sa stratégie, laquelle consiste à miser sur la réduction des livraisons d'électricité
 17 patrimoniale pour rétablir l'équilibre offre-demande en énergie.

1 Au-delà du contexte de surplus énergétiques, le Distributeur doit respecter ses engagements
2 contractuels, notamment en ce qui concerne son obligation d'écouler le solde d'énergie
3 différée à l'échéance des Conventions. Pour ce faire, le Distributeur effectuera les rappels
4 d'énergie nécessaires en ciblant les mois d'hiver, période où les contrats de long terme ne
5 permettent pas de combler tous les besoins en énergie.

6 Afin de répondre en hiver aux besoins additionnels en énergie, le Distributeur disposera
7 également, à partir de décembre 2018, d'une contribution en énergie provenant des contrats
8 de puissance conclus avec le Producteur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01.

9 Compte tenu de l'ampleur des surplus et des moyens d'approvisionnement à sa disposition,
10 le Distributeur n'a aucun besoin de lancer d'appel d'offres de long terme sur l'horizon du
11 Plan.

3.2.1. Interventions en économie d'énergie

12 Malgré les surplus en énergie, le Distributeur insiste sur l'importance de maintenir une
13 culture de l'efficacité énergétique. Pour ce faire, il poursuivra ses efforts afin qu'une partie de
14 la croissance des ventes soit compensée par des mesures en économie d'énergie.

15 La stratégie de mise en œuvre des interventions en efficacité énergétique s'appuie sur le
16 maintien d'interventions déjà en place et l'intégration de nouvelles approches
17 promotionnelles.

18 Pour les clients du marché résidentiel, les priorités du Distributeur demeurent la
19 sensibilisation à une consommation éconergétique de l'électricité et l'adoption de
20 comportements durables en matière de choix énergétiques. Pour ce faire, le Distributeur
21 verra à outiller cette clientèle afin qu'elle puisse mieux comprendre et gérer sa
22 consommation d'électricité, à l'aide notamment de plateformes technologiques interactives.
23 Le Distributeur continue également de miser sur la promotion de produits efficaces.

24 Par ailleurs, le projet de centre d'accompagnement visant à offrir un service intégré aux
25 ménages à faible revenu n'a pas eu le succès escompté. Malgré tout, le Distributeur poursuit
26 ses démarches, en collaborant avec le BEIE, dont l'objectif est d'accompagner cette clientèle
27 dans la mise en place de différentes mesures lui permettant de réduire sa consommation
28 d'énergie et, conséquemment, sa facture d'électricité, le tout grâce à un guichet de service
29 unique.

30 Pour la clientèle affaires, le Distributeur prévoit maintenir son offre de programmes d'aide à
31 la mise en œuvre de projets en économie d'énergie à un niveau relativement stable. Le
32 Distributeur continuera de valoriser le rôle-conseil et l'accompagnement afin d'accroître la
33 compétitivité des entreprises. Par ailleurs, le volet *Système de gestion de l'énergie électrique*
34 pour les grandes entreprises sera bonifié afin de poursuivre le processus d'amélioration
35 continue de leur performance énergétique.

36 À plus long terme, le Distributeur mise sur des stratégies visant des changements de
37 comportement durables et la transformation de marché. À cet effet, le Distributeur

- 1 interviendra auprès des organismes compétents pour faire évoluer les normes et codes en
2 efficacité énergétique.

3.3. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie

- 3 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 7. Il tient compte de la réserve
4 requise pour satisfaire le critère de fiabilité, laquelle est présentée à la section 5.

**TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 457	3 774	3 855	4 024	4 046	4 077	4 105	4 132	4 155	4 177
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 087	41 720	42 082	42 533	42 724	43 047	43 348	43 631	43 876	44 108
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	3 645	4 278	4 640	5 091	5 282	5 605	5 906	6 189	6 434	6 666
HQP	600	600	1 100	1 100	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 641	1 828	1 951	1 977	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
▪ Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 319	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	322	344	466	493	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	940	1 250	1 250	1 275	1 300					
▪ Électricité interruptible	850	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	90	250	250	275	300	300	300	300	300	300
Abaissement de tension	250									
Transactions de court terme réalisées	300	50	0							
Puissance additionnelle requise	0	300	100	500	650	800	900	1 150	1 400	1 650

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

- 5 L'entente avec TCE pour une contribution en puissance n'ayant pas été approuvée par la
6 Régie, sa contribution n'est pas inscrite au bilan en puissance. Le Distributeur réévaluera
7 plus finement, à la fin de l'hiver, l'impact du changement de comportement de la clientèle
8 résidentielle sur les besoins en puissance avant de préciser la stratégie à adopter dans ce
9 dossier.

- 10 Présentement, afin d'assurer l'équilibre offre-demande et satisfaire les besoins en puissance,
11 le Distributeur continue de miser sur la contribution des contrats d'approvisionnement de
12 court et long termes mais également, sur des moyens plus flexibles de gestion de la pointe
13 tels que la gestion de la demande en puissance et les marchés de court terme.

- 14 Ainsi, aucun appel d'offres de puissance ne devrait être lancé d'ici le prochain plan
15 d'approvisionnement, lequel sera déposé au plus tard le 1^{er} novembre 2019, et ce, en tenant
16 compte du délai requis entre le lancement d'un appel d'offres de long terme et le début des
17 livraisons.

3.3.1. Gestion de la demande en puissance

L'essentiel de la stratégie d'approvisionnement en puissance du Distributeur repose sur la réduction et le déplacement de la consommation d'électricité de ses clients en période de pointe à l'aide de diverses interventions qui peuvent être déployées par le Distributeur. À cette fin, les actions du Distributeur viseront deux objectifs, à savoir maximiser les moyens existants et développer de nouvelles opportunités. Le Distributeur précise que l'option d'électricité interruptible et les programmes commerciaux en gestion de la demande en puissance, tels que *Charges interruptibles – Bâtiments CI* et *Charges interruptibles résidentielles*, font partie des moyens de gestion à sa disposition. D'autres interventions, telles que les chauffe-eau à trois éléments et la biénergie, s'inscrivent quant à elles à même la prévision des besoins.

Comme présenté au tableau 8, l'ensemble des interventions en efficacité énergétique du Distributeur contribueront à réduire les besoins en puissance de 3 260 MW à l'hiver 2016-2017, soit environ 9 % des besoins, et de 4 740 MW à l'hiver 2025-2026.

TABLEAU 8 :
CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS DE PUISSANCE

En MW	2016-2017	2025-2026
Électricité interruptible	850	1 000
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	570	490
Nouvelles interventions en GDP	90	300
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 750	2 950
Total	3 260	4 740

Électricité interruptible

Le Distributeur a révisé les options d'électricité interruptible en bonifiant les tarifs offerts aux grands clients industriels. Les principales modifications aux modalités mises en place par le Distributeur ont trait aux montants des crédits fixes et variables alloués aux clients dans le cadre des options, et ce, afin de tenir compte de l'évolution du prix de l'énergie et de la puissance sur les marchés de référence. Dans le but de tenir compte des contraintes d'exploitation des clients dans certains segments de marché, des modifications à certaines modalités ont aussi été proposées, visant notamment le nombre d'interruptions et les délais de préavis.

Ces modifications ont suscité un intérêt important de la part des clients industriels, permettant au Distributeur de rehausser de 150 MW la contribution de ce moyen au bilan de puissance dès l'hiver 2017-2018, l'établissant à 1 000 MW.

Charges interruptibles affaires

1 Le projet pilote en gestion de la demande en puissance dans les bâtiments commerciaux et
2 institutionnels réalisé à l'hiver 2015-2016 a permis au Distributeur de valider l'intérêt des
3 clients et les gains en puissance de l'approche préconisée. En avril 2016, le Distributeur a
4 déployé une nouvelle offre commerciale en gestion de la demande en puissance pour les
5 bâtiments des secteurs commercial et institutionnel, de même que pour les bâtiments du
6 marché industriel de petite et moyenne puissances.

7 Étant à sa première année d'exploitation, le Distributeur demeure prudent sur le potentiel à
8 terme de ce marché. Le résultat d'une première campagne de souscription auprès de la
9 clientèle confirme néanmoins l'intérêt de celle-ci pour cette nouvelle offre et permet d'inscrire
10 une quantité de 300 MW dès l'hiver 2020-2021.

11 L'automatisation des stratégies de contrôle des bâtiments d'Hydro-Québec se poursuit,
12 même si l'essentiel des gains associés à ces ajouts a déjà été réalisé.

Biénergie résidentielle

13 La biénergie résidentielle est un moyen efficace de réduction de la demande à la pointe, de
14 même qu'un outil de gestion du réseau en période de pointe. Ainsi, pour contrer l'effritement
15 progressif du parc existant, le Distributeur continue de réaliser de nombreuses campagnes
16 de promotion et de sensibilisation auprès des adhérents au tarif DT.

17 De plus, dès l'hiver 2016-2017, le Distributeur réalisera un projet pilote de biénergie
18 résidentielle interruptible. L'objectif est d'évaluer la faisabilité technique de télécommander
19 les systèmes de chauffage biénergie, de même que d'évaluer les aspects opérationnels et
20 commerciaux d'une offre commerciale de biénergie résidentielle.

Charges interruptibles résidentielles

21 Le Distributeur souhaite proposer de nouvelles initiatives visant à réduire la consommation
22 d'électricité en période de pointe, en tirant profit de la domotique pour offrir des programmes
23 de charges interruptibles destinés au secteur résidentiel.

Chauffe-eau

24 Le Distributeur juge important d'obtenir l'appui de certaines parties prenantes afin d'assurer
25 le succès d'un programme d'interruption des chauffe-eau résidentiels. Il estime que le
26 potentiel commercial à terme de cette initiative pourrait atteindre 450 MW. Il procèdera au
27 lancement du programme lorsqu'il sera assuré de ces appuis et ajustera son bilan en
28 puissance en conséquence.
29

Chauffage distribué (plinthes électriques)

30 Le Distributeur réalise présentement un projet de démonstration visant à tester directement
31 chez le client l'interruption de charge au moyen de thermostats communicants permettant la
32 gestion de plinthes électriques. Les systèmes de chauffage à plinthes représentent une part
33

1 importante des systèmes de chauffage installés au Québec et constituent toujours le choix
2 dominant de mode de chauffage dans la nouvelle construction. Ces systèmes présentent un
3 potentiel intéressant comme mesure de gestion de la demande en puissance, le gain unitaire
4 moyen par habitation étant supérieur à celui d'autres charges.

5 La principale contrainte liée à la gestion des charges de chauffage résidentielles est l'impact
6 sur le confort des résidants. Les nouvelles technologies de thermostats communicants
7 permettent le préchauffage des espaces, de même qu'un contrôle plus fin de la reprise,
8 limitant ainsi l'inconfort pour les usagers et l'impact sur le réseau de la reprise des charges
9 ainsi interrompues.

10 Le projet de démonstration permettra de valider les divers aspects technologiques de cette
11 solution et de quantifier les gains potentiels. Toutefois, la rentabilité économique d'un tel
12 projet reste à confirmer.

13 Chauffage central

14 La gestion de l'interruption des systèmes de chauffage central offre les mêmes avantages
15 que pour les systèmes à plinthes, en plus d'être moins dispendieuse, puisqu'un seul
16 thermostat est employé.

17 Le Distributeur démarrera à l'hiver 2016-2017 les travaux dans le but de réaliser un projet
18 pilote d'interruption des systèmes de chauffage central à l'électricité. Le projet pilote
19 permettra de mesurer les gains énergétiques de ce type d'intervention.

Sensibilisation à la notion de pointe et appels au public

20 Le Distributeur poursuivra activement la sensibilisation des clients afin de les inciter à
21 consommer judicieusement l'électricité en période de pointe en favorisant l'intégration de
22 plateformes de communication plus interactives. Les appels au public ne constituent
23 toutefois qu'un moyen de dernier recours et la contribution de ce moyen n'est donc pas
24 inscrite au bilan.

Développer de nouvelles interventions

25 Les travaux de l'IREQ en gestion de la demande en puissance sont axés d'une part, sur une
26 vigie technologique permettant d'identifier l'existence de nouvelles interventions et d'autre
27 part, sur la possibilité et la pertinence de les commercialiser.

28 Le but de ces travaux est d'accroître le portefeuille du Distributeur par de nouvelles mesures
29 en gestion de la demande en puissance, lesquelles lui permettraient de moduler davantage
30 son offre en période de pointe.

3.3.2. Contribution des marchés de court terme

31 La puissance disponible sur les marchés de court terme est utilisée par le Distributeur pour
32 combler ses besoins en pointe et équilibrer son bilan en puissance, et ce, de manière à
33 respecter le critère de fiabilité du NPCC.

1 L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge
2 de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les
3 approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins². Elle est établie sur la base
4 des conditions suivantes :

- 5 • l'existence d'un marché de puissance ;
- 6 • la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;
- 7 • la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser
8 et accessibles au Distributeur.

9 Le Distributeur suit de près les démarches de l'IESO visant à étudier la reconnaissance des
10 exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. L'entente annoncée le 21 octobre 2016,
11 en vertu de laquelle l'IESO fournira 500 MW de puissance à Hydro-Québec en hiver, n'aura
12 pas d'impact sur le bilan du Distributeur.

13 Par ailleurs, le Distributeur demeure à l'affût du développement des projets d'interconnexion
14 entre le Québec et les États-Unis. Cependant, les incertitudes autour de ces différents
15 projets ne permettent pas au Distributeur d'accroître le potentiel de contribution des marchés
16 de court terme pour l'instant.

17 Le Distributeur demeure prudent quant à l'estimation des capacités des interconnexions et
18 ne peut se permettre une surévaluation de la contribution potentielle des marchés de court
19 terme au risque de ne pouvoir acquérir la puissance requise afin de respecter le critère de
20 fiabilité en puissance du NPCC.

21 En conséquence, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de
22 court terme pourraient contribuer pour un maximum de 1 100 MW provenant principalement
23 du marché de New York, ce qui correspond à la capacité des interconnexions en mode
24 import.

3.3.3. ***Abaissement de tension***

25 Comme moyen de dernier recours, le Distributeur dispose d'une quantité de 250 MW grâce à
26 l'abaissement de tension. Cette quantité est validée chaque automne à la suite d'essais
27 d'abaissement de tension réalisés par le Transporteur.

4. **GESTION DES RISQUES**

28 Les principaux risques touchant les approvisionnements énergétiques du Distributeur sont
29 ceux liés :

- 30 • aux fluctuations de la demande ;
- 31 • aux fluctuations des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes ;

² Le détail de cette évaluation est présenté à l'annexe 3G à la pièce HQD-1, document 2.3.

- 1 • au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs ;
 - 2 • au défaut des contreparties ;
 - 3 • aux opérations transactionnelles.
- 4 Le Distributeur présente à l'annexe 4A une description de ces risques et les moyens mis en
5 place pour y faire face.

5. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

5.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

6 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une
7 réserve suffisante est requise pour faire face aux aléas de la demande et au risque
8 d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est inscrite au bilan en puissance présenté au
9 tableau 7 de la section 3.3. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en
10 puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage
11 n'excède pas 0,1 jour par année³.

12 Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction
13 du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques
14 des ressources déployées par le Distributeur.

15 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le
16 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 9 présente l'évolution
17 des taux de réserve depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

**TABLEAU 9 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année			
	courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,5%	9,8%	10,4%	10,9%
État d'avancement 2014	9,5%	9,9%	10,6%	11,1%
État d'avancement 2015	9,4%	9,5%	10,0%	10,4%
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%

18 La méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle utilisée lors du
19 précédent plan d'approvisionnement. Les taux de réserve requise demeurent comparables
20 aux taux de réserve requise de l'état d'avancement 2015. Toutefois, l'écart observé à

³ Source : NPCC «*Directories#1 Design and Operation of the BPS*»
<http://www.npcc.org/documents/regStandards/Directories.aspx>

1 l'horizon d'un an s'explique par une hausse de l'aléa global sur les besoins et une
2 augmentation du niveau de l'option d'électricité interruptible à partir de cet horizon
3 (+150 MW).

4 Le Distributeur introduit dans son modèle de fiabilité une modélisation de
5 l'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse, basée sur un taux de pannes
6 historique calculé à partir des données de production, de même qu'une modélisation des
7 petites centrales hydrauliques (PCH), basée sur la distribution de production réelle de ces
8 centrales.

9 Plutôt que d'appliquer une réserve de 10 % uniformément, l'approvisionnement provenant
10 des centrales à la biomasse est maintenant considéré comme une centrale avec son taux de
11 panne. Le Distributeur retient un taux de panne de 7,5 %, calculé à partir d'un historique de
12 cinq ans.

13 Quant aux PCH, la modélisation tient compte dorénavant de la spécificité des centrales, qui
14 sont généralement de petites centrales au fil de l'eau. Pour cela, le Distributeur utilise la
15 distribution cumulative de production réelle de ces centrales afin de capter leur disponibilité
16 en puissance à la pointe d'hiver. De plus, un taux de panne de 4 %, calculé à partir d'un
17 historique de cinq ans de production, est appliqué. Cette modélisation remplace le taux de
18 réserve de 60 % qui était appliqué de façon uniforme. L'impact total de ces changements sur
19 le taux de réserve est marginal.

20 Enfin, le Distributeur a entamé des travaux pour réévaluer la contribution en puissance des
21 éoliennes au critère de fiabilité en puissance. Un mandat a été octroyé à une firme pour la
22 reconstitution de séries historiques de production éolienne. Les travaux de modélisation sont
23 en cours et le Distributeur déposera les résultats de la réévaluation d'ici le prochain plan
24 d'approvisionnement. Pour le Plan, le Distributeur maintient une contribution en puissance
25 des éoliennes de 30 % de la capacité installée. Le Distributeur souligne que l'évaluation de
26 cette contribution n'a pas d'impact sur son bilan, car c'est la garantie de puissance fournie
27 par le service d'intégration éolienne qui y est inscrite, laquelle s'établit en hiver à 40 % de la
28 capacité éolienne en service commercial.

5.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

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

5.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

32 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, comme accepté par la Régie⁴, est formulé
33 comme suit :

⁴ Décision D-2015-013, paragraphe 12.

- 1 Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario
 2 moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans
 3 encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance
 4 supérieure à 5 TWh par année.
- 5 L'aléa global atteint 5,9 TWh sur l'horizon de cinq ans, comme présenté à la section 2.5. Le
 6 tableau 10 présente l'impact sur les approvisionnements additionnels requis de l'ajout d'un
 7 écart type au scénario de demande de référence.

**TABLEAU 10 :
 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Surplus (réf. Tableau 6)	(13,1)	(13,3)	(12,6)	(11,3)	(12,2)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 3)	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9
Surplus + 1 écart type	(9,6)	(9,4)	(8,4)	(6,2)	(6,3)

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

5.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

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

- 17 Dans sa décision D-2015-013 relative au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, la Régie
 18 reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le
 19 Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit
 20 éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre
 21 années consécutives.

- 22 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son
 23 fournisseur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et
 24 novembre de chaque année⁵.

- 25 Conformément à la décision D-2011-162, le Distributeur produit à l'annexe 5B les données
 26 relatives aux stocks des réservoirs, à la variation de ces stocks, à l'historique des écarts des

⁵ Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse Web suivante :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2015-013_CriteresFiabilite.html.

- 1 apports énergétiques du parc hydraulique et la mise à jour de l'estimation des déficits
- 2 cumulés.

5.5. Critère de conception du réseau de transport

- 3 Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus par
- 4 le scénario de demande de référence en y ajoutant 4 000 MW. L'évolution de la situation
- 5 depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de
- 6 ce critère.

6. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

- 7 Lors du dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le Distributeur mentionnait qu'il allait
- 8 entreprendre des démarches afin de participer aux marchés volontaires, notamment en
- 9 visant la certification de ses parcs éoliens à travers le programme Écologo, avenue qui
- 10 pourrait lui permettre de commercialiser les attributs environnementaux de certains de ses
- 11 approvisionnements renouvelables. Ces marchés permettent à des entreprises, des
- 12 gouvernements et des consommateurs de soutenir, sur une base volontaire, la production
- 13 d'énergie renouvelable en achetant des certificats d'énergie renouvelable (CER) pour
- 14 l'équivalent de la totalité ou d'une portion de leur consommation d'électricité.

- 15 Dans cette optique, le Distributeur a initié un projet pilote à la fin de l'année 2014 en
- 16 concluant des ententes pour la commercialisation des attributs environnementaux associés à
- 17 deux petites centrales hydroélectriques et un parc éolien dans le cadre du programme
- 18 Écologo. À la suite de la conclusion de ces ententes, les fournisseurs ont amorcé les
- 19 démarches de certification de leurs installations. Ayant obtenu ou renouvelé la certification
- 20 de leurs installations au cours de l'année 2015, les fournisseurs impliqués ont commencé à
- 21 déployer des efforts de commercialisation des CER associés à l'énergie produite par leurs
- 22 installations. À ce jour, plusieurs intermédiaires de marché actifs dans le marché volontaire
- 23 des CER ont été contactés et bien que certains aient manifesté de l'intérêt envers les
- 24 attributs environnementaux offerts dans le cadre de ce projet pilote, les efforts déployés ne
- 25 se sont pas encore traduits par des ventes fermes de CER.