

Approvisionnement en électricité

Table des matières

1. Nouveau cadre législatif et réglementaire des approvisionnements	5
2. Approvisionnements en électricité.....	6
2.1. Volumes à approvisionner en 2026, 2027 et 2028.....	6
2.2. Coûts des approvisionnements en électricité	8
2.2.1. Actif réglementaire lié à une entente de suspension	10
3. Coûts des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec.....	10
Annexe A – Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme	13
Annexe B – Caractéristiques et coût d'un service d'intégration éolienne fourni par Hydro-Québec	14
Annexe C – Caractéristiques et coût d'un approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec.....	16
Annexe D – Caractéristiques et coût d'un approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec	17
Annexe E – Suivi de décision : Indicateur de performance des achats de court terme	18
Annexe F – Suivi de l'actif réglementaire lié à toute entente de suspension de TCE (sous pli confidentiel)	20

Liste des tableaux

Tableau 1 Besoins et approvisionnements en énergie, 2024-2028.....	6
Tableau 2 Besoins et approvisionnements en puissance, 2025-2028.....	7
Tableau 3 Coût des approvisionnements en électricité	9
Tableau 4 Prix moyen d'hiver selon le marché en \$ CA/MWh (inclut frais de sortie et de courtage).....	11
Tableau 5 Coût historique réel des activités de court terme et coût avec la méthode et la formule proposées appliquées à la demande historique	12
Tableau 6 Coût de puissance historique.....	12
Tableau A-1 Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028.....	13
Tableau B-1 Modalités du service d'intégration éolienne fourni par Hydro-Québec	15
Tableau C-1 Modalités de l'approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec.....	16
Tableau D-1 Modalités de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec	17
Tableau E-1 Résultats de l'application de la méthode A aux années 2013 à 2024 (MWh)	18
Tableau E-2 Résultats de l'application de la méthode B aux années 2013 à 2024 (MWh)	19

1. Nouveau cadre législatif et réglementaire des approvisionnements

1 La *Loi sur la gouvernance responsable* est venue modifier sensiblement le cadre réglementaire
2 applicable aux approvisionnements en électricité, le rendant plus souple et flexible dans le but
3 de respecter les objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique et
4 de développement économique.

5 La mission d'Hydro-Québec¹ a d'ailleurs évolué en ce sens en prévoyant notamment qu'elle
6 doit disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible des
7 approvisionnements établie par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
8 (PGIRE). Le PGIRE présentera, entre autres, un état de la situation et des besoins
9 énergétiques du Québec, toutes sources confondues, pour une période de 25 ans. Jusqu'à
10 l'adoption du 1^{er} PGIRE², la cible des approvisionnements en électricité est fixée à 255 TWh à
11 l'horizon 2035.

12 Les modifications apportées par la *Loi sur la gouvernance responsable* confèrent à Hydro-
13 Québec la flexibilité nécessaire pour respecter sa mission. Pour ce faire, Hydro-Québec doit
14 assurer par tout moyen les approvisionnements requis pour la satisfaction des marchés
15 québécois excédant l'électricité patrimoniale³. Il revient donc au Distributeur de déterminer la
16 stratégie optimale pour atteindre la cible. En parallèle, la *Loi sur la gouvernance responsable*
17 est venue modifier l'article 2 de la LRÉ⁴ en faisant disparaître la présomption permettant des
18 contrats entre Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») et le
19 Distributeur, mettant ainsi fin à la séparation fonctionnelle qui existait⁵.

20 De plus, pour combler les besoins au-delà de l'électricité patrimoniale, le Distributeur ne sera
21 plus obligé de recourir à un appel d'offres. Il pourra choisir sa stratégie ainsi que ses sources
22 d'approvisionnement, en ayant recours, notamment, aux ressources d'Hydro-Québec, à un
23 processus d'appels d'offres, ou encore à la conclusion de contrats de gré à gré. Les contrats
24 conclus de gré à gré de plus de 3 mois, incluant les contrats issus de partenariats, devront
25 être autorisés par la Régie. En revanche, la Régie n'aura plus à approuver la procédure d'appel
26 d'offres et les contrats qui en découlent.

27 Par ailleurs, le Distributeur devra faire reconnaître l'établissement des coûts pour les différents
28 approvisionnements suivant ce qui est prévu à l'article 52.2 de la LRÉ, pour leur prise en
29 compte dans les revenus requis. De façon particulière, pour les approvisionnements fournis
30 par Hydro-Québec, les coûts des approvisionnements contractés avant la sanction de la *Loi*
31 *sur la gouvernance responsable* sont ceux qui étaient prévus aux contrats pour la durée non

¹ Article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec* (LHQ).

² Le PGIRE est établi par le ministre de l'ÉIÉ aux 6 ans et doit être approuvé par le gouvernement. Le premier PGIRE doit être présenté pour approbation au plus tard le 1^{er} avril 2026.

³ Article 74.1 de la LRÉ.

⁴ Article 18 de la *Loi sur la gouvernance responsable*.

⁵ Par voie de conséquence, les articles du Code de conduite du Distributeur et du Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres, dans la mesure où ceux-ci visent les approvisionnements en électricité, sont devenus caducs.

1 écoulee⁶. Pour les nouveaux approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts seront
 2 établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables.
 3 Ainsi, la section suivante présente, d'une part, les approvisionnements pour combler les
 4 besoins en énergie et puissance et, d'autre part, les coûts de ces approvisionnements sur
 5 l'horizon 2026-2028. La section 3, quant à elle, propose l'établissement des coûts des
 6 approvisionnements de court terme en cohérence avec la *Loi sur la gouvernance responsable*.

2. Approvisionnements en électricité

7 Le Distributeur présente les approvisionnements en énergie et en puissance pour les années
 8 2024 à 2028, ainsi que les coûts associés.

2.1. Volumes à approvisionner en 2026, 2027 et 2028

9 Les tableaux 1 et 2 présentent les besoins et les approvisionnements en énergie et en
 10 puissance.

Tableau 1
Besoins et approvisionnements en énergie, 2024-2028

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
	Année historique	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin
BESOINS	189,4	198,1	199,3	202,7	207,4
moins électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
plus électricité patrimoniale inutilisée	7,1	3,2	1,4	0,2	0,0
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	17,7	22,4	21,9	24,1	28,5
APPROVISIONNEMENTS					
LONG TERME	17,2	18,5	19,8	22,3	26,0
Hydro-Québec dans ses activités de production	3,4	4,6	5,3	4,9	7,2
▪ Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement ⁽¹⁾	3,1	3,7	3,9	2,1	3,7
▪ Énergie rappelée, suivi de Base hivernale ⁽²⁾	0,2	0,8	1,2	1,3	1,9
▪ Contrats de puissance HQP	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ A/O 2021-01 - HQP	0,0	0,0	0,1	1,4	1,4
Autres contrats de long terme	13,8	13,9	14,5	17,3	18,8
▪ Éolien ⁽³⁾	11,4	11,4	11,7	14,5	15,9
▪ Cogénération et petite hydraulique	2,4	2,5	2,8	2,9	2,9
COURT TERME	0,5	3,9	2,0	1,8	2,5
Énergie des moyens de gestion	0,02	0,09	0,04	0,04	0,05
Achats de court terme	0,5	3,8	2,0	1,7	2,4

⁽¹⁾ À leur échéance en 2027, les contrats Base et Cyclable sont remplacés par un approvisionnement cyclable.

⁽²⁾ À leur échéance en 2027, les Conventions d'énergie différée des contrats Base et Cyclable sont remplacées par un approvisionnement en Base hivernale.

⁽³⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie correspondant à un facteur d'utilisation annuel de 35%.

⁶ Article 170 de *Loi sur la gouvernance responsable*.

Tableau 2
Besoins et approvisionnements en puissance, 2025-2028

En MW	Hiver	Hiver	Hiver
	2025-2026	2026-2027	2027-2028
	Année témoin	Année témoin	Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	40 599	40 933	41 548
<i>plus</i> réserve requise	4 787	4 990	5 230
<i>moins</i> électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	7 944	8 481	9 335
APPROVISIONNEMENTS			
LONG TERME	3 811	4 365	4 756
Hydro-Québec dans ses activités de production	1 900	2 059	2 259
▪ <i>Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement</i> ⁽¹⁾	600	600	600
▪ <i>Puissance rappelée suivi de Base hivernale</i> ⁽²⁾	800	800	1 000
▪ <i>Contrats de puissance (A/O 2015-01)</i>	500	500	500
▪ <i>A/O 2021-01 - HQP</i>	0	159	159
Autres contrats de long terme	1 911	2 306	2 497
▪ <i>Éolien</i> ⁽³⁾	1 486	1 872	2 062
▪ <i>Cogénération</i>	321	331	331
▪ <i>Petite hydraulique</i>	103	103	103
COURT TERME	4 133	4 096	4 555
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868
▪ <i>GDP Engagement</i>	1 060	1 065	1 070
▪ <i>GDP Affaires / GDP Latitude</i>	930	935	940
▪ <i>Tarifification dynamique</i>	608	710	858
Autres moyens	785	786	787
▪ <i>OÉA/TRI</i>	255	255	255
▪ <i>Chaînes de blocs</i>	280	281	282
▪ <i>Abaissement de tension</i>	250	250	250
Contribution des marchés de court terme (arrondie à 50 MW près)	750	600	900

⁽¹⁾ À leur échéance en 2027, les contrats Base et Cyclable sont remplacés par un approvisionnement cyclable.

⁽²⁾ À leur échéance en 2027, les Conventions d'énergie différée des contrats Base et Cyclable sont remplacées par un approvisionnement en Base hivernale.

⁽³⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de puissance de 40% en hiver.

- 1 La contribution attendue des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme pour les
2 années 2026 à 2028, montrée aux tableaux 1 et 2, prend en considération les éléments
3 suivants :

Approvisionnements provenant d'Hydro-Québec

- 4 • Remplacement du contrat pour le Service d'intégration éolienne, qui arrive à échéance
5 le 31 août 2025, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les caractéristiques
6 sont identiques et dont la justification est fournie à l'Annexe B ;

- 1 • Remplacement du volume des contrats Base et Cyclable avec Hydro-Québec, après
2 leur échéance au 28 février 2027, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les
3 caractéristiques sont similaires (600 MW cyclable, jusqu'à 3,7 TWh en 2028) et dont la
4 justification est fournie à l'Annexe C ;
- 5 • Utilisation de toute l'énergie rappelée en vertu des Conventions d'énergie différée pour
6 les contrats Base et Cyclable, jusqu'à leur échéance ;
- 7 • Après l'échéance des Conventions d'énergie différée, mise en place d'un
8 approvisionnement en base hivernale atteignant 1 000 MW et 1,9 TWh en 2028, et
9 dont la justification est fournie à l'Annexe D.

Approvisionnements des parcs éoliens

- 10 • Maintien projeté des approvisionnements issus des contrats qui arrivent à échéance
11 sur l'horizon de la demande tarifaire (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Carleton) selon
12 l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des
13 discussions avec les fournisseurs ;
- 14 • Report du 1^{er} décembre 2026 au 1^{er} décembre 2027 de la mise en service prévue du
15 parc éolien de la Forêt domaniale.

Approvisionnements des centrales de cogénération

- 16 • Maintien projeté des approvisionnements issus des contrats qui arrivent à échéance
17 sur l'horizon de la demande tarifaire (St-Félicien, Thurso, Dolbeau, Gatineau, Windsor)
18 selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des
19 discussions avec les fournisseurs ;
- 20 • Report du 1^{er} décembre 2025 au 1^{er} décembre 2026 de la mise en service prévue de
21 la centrale de cogénération de Bedford.

Approvisionnements des petites centrales hydroélectriques

- 22 • Report de la date de mise en service prévue des centrales de Manouane Sipi, Chutes
23 du Quatre Mille et Chutes du Six Mille au-delà de la période de la demande tarifaire.

2.2. Coûts des approvisionnements en électricité

24 Le tableau 3 présente le sommaire des coûts des approvisionnements en électricité pour les
25 années 2024 à 2028. Le détail du coût des approvisionnements postpatrimoniaux est fourni à
26 l'Annexe A.

Tableau 3
Coût des approvisionnements en électricité

	2024			2025			2026			2027			2028		
	Année historique			Année de base			Année témoin			Année témoin			Année témoin		
	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh
PATRIMONIAL	171,8	5 528,3	32,2	175,6	5 904,0	33,6	177,5	6 060,7	34,1	178,7	6 223,2	34,8	178,9	6 354,2	35,5
<i>dont ajustement entente cadre</i>	0,1	1,5	28,3	-0,1	-2,6	32,4	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
POSTPATRIMONIAL LONG TERME	17,2	1 963,2	114,2	18,5	2 165,4	116,8	19,8	2 238,8	113,0	22,3	2 409,4	108,1	26,0	2 725,3	105,4
<i>dont approvisionnements fournis par Hydro-Québec</i>	3,4	471,3	138,2	4,6	509,1	109,8	5,3	606,2	113,6	4,9	649,2	131,2	7,2	823,4	114,5
<i>dont contrats d'approvisionnements en électricité</i>	13,8	1 491,9	108,3	13,9	1 656,3	119,1	14,5	1 632,6	112,8	17,3	1 760,2	101,5	18,8	1 901,9	101,1
POSTPATRIMONIAL COURT TERME	0,5	114,4	s.o.	3,9	617,0	s.o.	2,0	383,3	s.o.	1,8	358,9	s.o.	2,5	419,9	s.o.
Achats d'énergie	0,5	37,2	72,6	3,9	506,9	130,3	2,0	201,9	97,7	1,8	162,8	90,6	2,5	220,4	87,6
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	0,0	0,0	s.o.	0,0	9,7	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme ⁽¹⁾</i>	0,5	36,8	79,3	3,7	497,1	134,1	2,0	201,9	100,6	1,7	162,8	93,9	2,4	220,4	90,2
<i>dont Tarification dynamique</i>	0,0	0,0	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,8	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
Achats de puissance	s.o.	77,2	s.o.	s.o.	110,1	s.o.	s.o.	181,5	s.o.	s.o.	196,1	s.o.	s.o.	199,5	s.o.
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	s.o.	14,6	s.o.	s.o.	32,6	s.o.	s.o.	75,3	s.o.	s.o.	79,2	s.o.	s.o.	83,4	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	s.o.	51,7	s.o.	s.o.	65,4	s.o.	s.o.	89,7	s.o.	s.o.	79,2	s.o.	s.o.	79,9	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	s.o.	10,9	s.o.	s.o.	12,1	s.o.	s.o.	16,5	s.o.	s.o.	37,8	s.o.	s.o.	36,2	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	17,7	2 077,6	117,4	22,4	2 782,4	124,0	21,9	2 622,2	119,7	24,1	2 768,3	113,8	28,5	3 145,2	109,7
TOTAL - Approvisionnements en électricité	189,5	7 605,9	40,1	198,0	8 686,4	43,9	199,3	8 682,9	43,6	202,7	8 991,4	44,3	207,4	9 499,4	45,8

(1) Incluant les frais de couverture et les frais des émissions de gaz à effet de serre

(2) Les quantités d'énergie comprennent les pertes de transport et de distribution.

1 Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme fournis par Hydro-Québec,
2 dont les volumes sont mentionnés à la section 2.1, est justifié dans les annexes B, C et D.

3 Pour établir le coût prospectif des approvisionnements de court terme, le Distributeur vise à
4 se rapprocher des conditions réelles d'approvisionnement. Par conséquent, il s'est aligné sur
5 la méthode présentée à la section 3 en utilisant les prix à terme sur les marchés de référence.

2.2.1. Actif réglementaire lié à une entente de suspension

6 Dans sa décision D-2014-086⁷, la Régie autorise la pratique proposée par le Distributeur quant
7 à la comptabilisation d'un montant correspondant à celui du passif financier lié aux
8 amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE, y compris
9 l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif.

10 Ce faisant, elle reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette
11 entente, conformément aux montants facturés. Le Distributeur rappelle que les coûts liés à la
12 suspension des livraisons de la centrale TCE sont comptabilisés sur une base annuelle à titre
13 de coûts d'approvisionnement. L'Annexe F présente, sous pli confidentiel, le suivi de l'actif
14 réglementaire lié à la suspension de TCE.

3. Coûts des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec

15 La *Loi sur la gouvernance responsable* permet de remplacer les activités des transactions
16 énergétiques sur les marchés de court terme par le Distributeur par une nouvelle approche.
17 Ainsi, les approvisionnements de court terme requis pour alimenter la charge locale, au-delà
18 de l'électricité patrimoniale, des contrats et autres approvisionnements de long terme, sont
19 désormais fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service ou
20 un produit comparable.

21 Pour établir les volumes d'électricité fournis à titre d'approvisionnement de court terme, le
22 Distributeur calculera, à la fin de chaque année civile, la demande nette pour chacune des
23 heures. Pour ce faire, les besoins réguliers du Distributeur seront réduits des volumes
24 découlant des approvisionnements post patrimoniaux avec obligation de prendre livraison,
25 incluant les moyens de gestion. Ensuite, la valeur d'électricité patrimoniale sera optimisée en
26 fonction de la demande nette horaire calculée à l'étape précédente. Pour chaque heure où la
27 demande nette dépasse la valeur horaire d'électricité patrimoniale associée, l'écart sera
28 comptabilisé comme un approvisionnement fourni par Hydro-Québec. Dans le cas inverse,
29 l'écart sera comptabilisé comme de l'électricité patrimoniale inutilisée.

30 En ce qui concerne les approvisionnements post patrimoniaux de long terme flexibles, ils
31 seront placés après l'électricité patrimoniale, mais avant le calcul des quantités
32 d'approvisionnement de court terme fournis par Hydro-Québec.

33 Pour établir les prix de référence des approvisionnements de court terme fournis par
34 Hydro-Québec, le Distributeur se réfère à ses activités de transactions énergétiques de court
35 terme des 20 dernières années pour établir une formule de prix de référence, en fonction des

⁷ [D-2014-086](#) (R-3875-2014).

1 volumes requis, de la capacité aux interconnexions et des prix historiques observés sur les
2 marchés.

3 Pour la première tranche de 1 à 600 MW, le prix correspondra à celui du prix de marché
4 observé pour cette heure au point d’interconnexion avec l’Ontario. Pour les 1 000 MW
5 subséquents, le prix de marché observé pour cette heure au point d’interconnexion de New
6 York sera utilisé. Au-delà de ces quantités, c’est le prix de marché observé pour cette heure
7 au point d’interconnexion de la Nouvelle-Angleterre qui s’appliquera. Les frais afférents
8 applicables seront aussi comptabilisés dans les coûts de chacun des marchés (frais de sortie,
9 frais de transactions et GES). Si des changements structurels dans les prix entre les différents
10 marchés survenaient, le Distributeur pourra ajuster cette séquence afin d’en tenir compte.

11 À titre informatif, le tableau 4 présente les prix historiques observés dans les dernières années
12 sur les trois marchés de référence.

Tableau 4
Prix moyen d’hiver selon le marché en \$ CA/MWh
(inclut frais de sortie et de courtage)

	ON	NY	NE
2022-2024	46,08	65,60	119,69
2020-2024	36,88	52,24	100,78
2015-2024	31,19	46,02	91,73

13 Avec cette nouvelle approche, les volumes d’approvisionnements de court terme sont
14 déterminés *a posteriori*, donc avec une connaissance parfaite des besoins. De cette façon,
15 aucune stratégie de gestion de l’approvisionnement patrimonial n’est requise et aucune
16 transaction sur les marchés ne sera désormais mise en place par le Distributeur. Pour cette
17 raison, l’Entente globale cadre, qui avait pour objectif d’inciter le Distributeur à effectuer des
18 achats pour optimiser l’électricité patrimoniale et éviter les dépassements, devient caduque,
19 tout comme les suivis des achats de court terme sous dispense et le suivi sur l’indicateur de
20 performance des achats de court terme.

21 Ainsi, bien que des besoins d’importation subsisteront pour pallier aux aléas de court terme
22 afin d’équilibrer le bilan offre-demande de la zone de réglage, le coût spécifique de ces
23 transactions ne sera pas inclus aux coûts d’approvisionnement pour alimenter la clientèle du
24 Distributeur. Le coût des approvisionnements de court terme associé aux besoins de la
25 clientèle du Distributeur sera plutôt déterminé selon la formule de prix de référence présentée
26 au paragraphe précédent.

27 Cette approche aura pour effet de permettre à la clientèle de bénéficier d’une plus grande part
28 d’électricité patrimoniale dans les approvisionnements en réduisant l’incertitude liée aux
29 aléas climatiques et aux aléas de la demande. Pour illustrer cette situation, le Distributeur
30 présente, au tableau 5, les coûts des achats réels et ceux qui auraient prévalu si la nouvelle
31 approche avait été appliquée dans les dernières années.

Tableau 5
Coût historique réel des activités de court terme et coût avec la méthode et la formule proposées appliquées à la demande historique

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2013-2024
Historique Réel (1)	TWh	2,7	3,1	3,4	0,1	0,5	0,9	2,1	0,2	0,5	5,0	1,1	0,6	1,7
	M\$	174,9	528,2	290,7	31,1	64,6	83,1	108,1	10,4	22,6	472,9	102,4	42,9	161,0
Historique selon méthode et formule proposées (2)	TWh	2,2	2,6	2,6	0,0	0,5	0,4	1,7	0,0	0,1	4,2	0,3	0,3	1,2
	M\$	121,8	278,9	169,5	2,3	22,2	22,2	74,3	1,8	4,7	454,9	46,3	19,0	101,5
Écart (2) - (1)	TWh	(0,5)	(0,6)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(0,6)	(0,4)	(0,2)	(0,4)	(0,7)	(0,8)	(0,3)	(0,5)
	M\$	(53,1)	(249,3)	(121,2)	(28,8)	(42,4)	(60,9)	(33,7)	(8,6)	(17,9)	(18,0)	(56,1)	(23,9)	(59,5)

1 Pour établir le prix de référence de la puissance de court terme, le Distributeur se réfère à son
 2 expertise des huit dernières années dans les appels d'offres pour des produits de puissance
 3 et à l'expertise du Parquet de transactions d'Hydro-Québec. Pour l'hiver 2025-2026, le prix de
 4 référence sera celui du mois requis du marché de New York pour la région « reste de l'état
 5 (Rest of state) » bonifié de 25 %. Ce prix est comparable aux prix payés par le Distributeur
 6 pour les appels d'offres en puissance réalisés depuis 2017 et s'avère généralement à
 7 l'avantage de la clientèle, tel qu'indiqué au tableau 6.

Tableau 6
Coût de puissance historique

		RFP 2017		RFP 2019		RFP 2020		RFP 2021 - 1		RFP 2021-2		RFP 2022-1		RFP 2023-1		RFP 2024-1	
		Janvier 2018	Février 2018	Janvier 2020	Février 2020	Janvier 2021	Février 2021	Janvier 2022	Février 2022	Janvier 2022	Février 2022	Janvier 2023	Février 2023	Janvier 2024	Février 2024	Janvier 2025	Février 2025
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	0,49	0,43	1,14	1,14	0,20	0,20	2,88	2,88	5,67	6,50	4,14	4,14	5,64	5,64	3,17	2,75
Encan mensuel UCAP - ROS + 25%	\$US / kW-mois	0,31	0,31	0,18	0,15	0,18	0,14	3,96	4,63	3,96	4,63	3,36	5,00	5,13	5,75	5,38	4,33

8 À partir de l'hiver 2026-2027, le prix de référence pour les approvisionnements en puissance
 9 de court terme du Distributeur sera celui des encans mensuels pour le mois requis du marché
 10 de New York pour la région de la ville de New York (zone J NYC). L'entrée en service du projet
 11 Champlain Hudson Power Express (CHPE) créera une nouvelle dynamique de marché pour
 12 les approvisionnements en puissance de court terme du Distributeur. Même si les potentiels
 13 fournisseurs sont essentiellement localisés dans la région « reste de l'état » de New York, le
 14 prix demandé par ces fournisseurs reflétera l'opportunité de revente de la puissance à la zone
 15 J NYC.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition pour établir les coûts des approvisionnements de court terme associés aux besoins de la clientèle.

Annexe A – Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme

Tableau A-1
Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028

	2024			2025			2026			2027			2028		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	17,2	1963,2	114,2	18,5	2165,4	116,8	19,8	2238,8	113,0	22,3	2409,4	108,1	26,0	2725,3	105,4
TCE	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0	-	-
HQP	3,4	333,4	97,8	4,6	424,9	91,6	5,3	488,1	91,5	4,9	509,8	103,0	7,2	671,9	93,5
Base	3,3	228,2	69,2	3,5	252,7	71,2	3,1	219,2	71,5	0,5	36,1	72,9	0,0	0,0	-
dont puissance garantie des rappels	0,2	17,0	-	0,5	37,7	78,4	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Cyclable, suivi de l'approvisionnement cyclable	0,1	40,3	-	0,9	97,1	106,2	2,0	183,1	92,6	2,9	287,8	99,7	5,6	482,1	85,8
dont puissance garantie des rappels, suivi de base hivernale	s.o.	s.o.	s.o.	0,3	22,8	82,7	1,2	97,7	83,0	1,3	105,5	83,5	1,9	156,2	82,8
HQP-LT (A/O 2015-01)	0,0	64,9	-	0,2	75,2	428,2	0,2	76,7	438,1	0,2	78,2	446,9	0,2	79,8	455,9
HQP-LT (A/O 2021 - 159 MW)	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	9,1	77,1	1,4	107,6	77,3	1,4	110,0	78,8
Intégration éolienne	0,9	137,9	-	-0,3	84,2	-	0,4	118,1	-	0,2	139,4	-	0,2	151,5	-
Kruger	0,1	-	-	0,07	-	-	0,07	-	-	0,07	-	-	0,07	-	-
Rayonier (#1)	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,2	24,1	138,52	0,2	30,6	142,8	0,4	57,4	150,7	0,4	58,5	153,7	0,4	60,3	157,2
Saint-Nicéphore	0,1	7,7	122,31	0,1	7,7	126,0	0,1	7,9	129,2	0,1	8,1	131,7	0,1	8,3	134,4
Thurso	0,0	-	-	0,0	-	-	0,2	25,0	160,7	0,2	25,4	163,2	0,2	26,0	166,3
Haute Yamaska -Rolland Thibault	0,0	2,3	161,45	0,0	2,9	165,9	0,0	3,0	170,5	0,0	3,1	175,2	0,0	3,5	180,1
Brompton #3 (St-Thomas)	0,0	4,8	131,91	0,1	9,8	137,6	0,1	9,6	130,5	0,1	9,8	133,2	0,1	10,0	135,9
Québec-Énergie 2012 (St-Félicien)	0,1	9,3	153,84	0,1	10,2	158,4	0,1	11,8	163,1	0,1	12,1	167,7	0,1	12,5	172,5
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,7	224,1	131,93	1,8	234,6	133,9	1,9	261,3	138,0	2,0	274,4	139,8	2,0	284,4	142,8
Renouvellement SF 2012 (Fibrek)	0,2	32,7	136,88	0,2	32,8	140,1	0,2	33,6	143,4	0,2	34,3	146,2	0,2	35,0	149,2
Témiscaming #2 (Rayonier #2)	0,4	46,8	130,54	0,4	48,9	133,7	0,4	54,1	137,3	0,4	55,2	140,0	0,4	56,5	142,8
Dolbeau	0,2	26,4	129,23	0,2	25,8	131,6	0,2	25,9	134,7	0,2	26,5	137,4	0,2	27,1	140,1
Gatineau	0,1	14,5	133,09	0,1	12,7	135,4	0,1	13,9	138,9	0,1	14,2	141,7	0,1	14,5	144,6
Windsor	0,2	21,4	136,76	0,2	22,6	139,8	0,2	22,6	143,4	0,2	23,2	146,2	0,2	23,7	149,2
Bromptonville	0,0	3,7	128,76	0,0	3,8	135,5	0,0	3,8	133,2	0,0	3,9	135,8	0,0	4,0	138,6
Valleyfield	0,1	6,6	124,73	0,1	9,0	128,4	0,1	10,3	131,5	0,1	10,5	134,2	0,1	10,7	136,9
Thurso 2014	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	5,8	141,9	0,0	5,9	144,8	0,0	6,1	147,7
Biomont Énergie	0,0	4,0	135,52	0,0	4,6	138,8	0,0	4,8	142,0	0,0	4,9	144,9	0,0	5,0	147,8
Chapais (LSQ)	0,2	20,5	131,31	0,2	22,2	134,5	0,2	28,7	137,6	0,2	29,3	140,4	0,2	29,9	143,2
Bedford	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,7	113,5	0,1	8,5	113,7	0,1	8,7	116,0
Windsor-TG2	0,1	14,7	135,19	0,1	15,4	138,3	0,1	15,4	141,8	0,1	15,7	144,7	0,1	16,4	147,6
Val D'or	0,0	2,6	123,26	0,1	6,4	125,4	0,1	9,8	133,4	0,1	10,0	136,1	0,1	10,3	138,8
Bell 1	0,1	16,8	128,65	0,1	16,8	130,5	0,1	17,1	134,7	0,1	17,4	137,4	0,1	17,8	140,2
Bell-2 (Boisaco)	0,1	9,5	128,59	0,1	9,4	128,6	0,1	9,9	134,7	0,1	10,1	137,4	0,1	10,4	140,2
Bell-3 (Assinica)	0,0	3,8	130,34	0,0	4,0	125,0	0,0	4,9	136,9	0,0	5,0	139,6	0,0	5,1	142,4
Éolien I (A/O 2003-02)	2,2	170,54	78,0	2,5	198,1	78,2	2,3	182,4	78,8	2,3	183,5	79,3	2,3	185,1	79,7
Baie-des-Sables	0,3	21,8	81,5	0,3	27,6	81,6	0,3	23,4	82,0	0,3	23,5	82,4	0,3	23,7	82,8
L'Anse-à-Valleau	0,3	21,8	81,7	0,3	25,6	81,7	0,3	23,3	81,9	0,3	23,4	82,3	0,3	23,5	82,6
Carleton	0,3	26,3	83,4	0,3	28,7	83,3	0,3	28,1	83,8	0,3	28,2	84,1	0,3	28,4	84,4
St-Uric	0,3	23,5	76,9	0,4	30,5	77,4	0,3	25,7	78,5	0,3	26,0	79,3	0,3	26,4	80,3
Mont-Louis	0,3	20,3	74,3	0,3	23,3	74,9	0,3	23,0	76,0	0,3	23,2	76,9	0,3	23,6	77,8
Montagne Sèche	0,2	13,6	78,8	0,2	15,1	79,0	0,2	14,4	79,3	0,2	14,5	79,6	0,2	14,6	80,0
Gros-Morne (phases 1 et 2)	0,6	43,2	73,8	0,6	47,4	73,7	0,6	44,5	74,4	0,6	44,7	74,6	0,6	44,9	74,9
Éolien II (A/O 2005-03)	5,6	603,8	108,0	6,3	691,3	109,9	5,9	653,1	110,7	5,9	659,9	111,8	5,9	668,8	113,0
des Moulins	0,4	48,9	115,0	0,5	58,8	118,8	0,4	54,1	122,6	0,4	55,8	126,3	0,4	57,7	130,3
de l'Érable	0,3	41,8	144,1	0,3	47,5	145,4	0,3	44,4	146,6	0,3	44,7	147,8	0,3	45,2	148,9
Le Plateau	0,3	34,9	106,0	0,4	44,9	106,1	0,3	37,0	106,3	0,3	37,0	106,3	0,3	37,1	106,3
St-Robert-Bellarmin	0,2	22,7	96,3	0,3	26,6	97,0	0,3	25,3	97,6	0,3	25,4	98,1	0,3	25,6	98,6
Montréal	0,2	30,0	124,4	0,3	40,3	127,1	0,2	31,4	129,6	0,2	31,9	131,7	0,2	32,6	134,0
Seigneurie de Beaupré 4	0,2	24,9	123,0	0,2	27,8	125,4	0,2	27,3	127,8	0,2	27,8	130,0	0,2	28,3	132,2
Massif du Sud	0,4	34,3	86,5	0,5	39,4	86,4	0,4	38,5	87,0	0,4	38,7	87,4	0,4	39,0	87,9
New Richmond	0,2	25,5	151,9	0,2	32,4	155,6	0,2	29,0	159,2	0,2	29,6	162,4	0,2	30,3	165,7
Témiscouata II (St-Valentin)	0,1	20,8	147,0	0,2	23,9	150,6	0,1	23,5	157,4	0,1	24,0	160,5	0,1	24,6	163,8
Lac Alfred	0,9	76,0	87,9	0,9	80,7	88,8	0,9	78,1	88,9	0,9	78,5	89,4	0,9	79,2	89,8
Seigneurie de Beaupré 2	0,4	40,7	112,8	0,4	47,8	113,9	0,4	44,5	114,7	0,4	44,8	115,5	0,4	45,3	116,4
Seigneurie de Beaupré 3	0,4	48,2	118,2	0,5	54,5	119,2	0,4	52,5	120,1	0,4	52,9	120,9	0,4	53,4	121,8
Vents du Kempt	0,3	32,7	125,0	0,3	39,5	127,6	0,3	36,1	130,2	0,3	36,8	132,8	0,3	37,6	135,5
Mont Rothery (Clermont)	0,2	23,9	96,4	0,2	22,6	95,9	0,3	25,9	100,1	0,3	26,1	100,6	0,3	26,3	101,1
Rivière du Moulin	1,0	98,5	96,6	1,1	104,6	97,2	1,1	105,3	97,7	1,1	105,8	98,2	1,1	106,6	98,7
Éolien III (A/O 2009-02)	0,8	115,3	144,0	0,9	134,7	147,4	0,8	123,2	147,3	0,8	124,6	148,9	0,8	126,4	150,6
Viger-Denonville	0,1	10,4	156,9	0,1	12,2	157,8	0,1	11,2	158,7	0,1	11,3	159,5	0,1	11,4	160,3
St-Damase	0,1	8,1	122,5	0,1	9,4	128,6	0,1	9,2	128,4	0,1	9,4	131,0	0,1	9,6	133,6
Le Plateau 2	0,1	7,5	131,3	0,1	8,6	131,4	0,1	7,9	132,2	0,1	7,9	133,0	0,1	8,0	133,7
Saint-Philémon	0,1	8,2	129,1	0,1	9,8	132,0	0,1	9,4	135,3	0,1	9,6	138,0	0,1	9,8	140,8
Témiscouata	0,1	9,9	128,3	0,1	9,9	129,1	0,1	10,6	129,8	0,1	10,6	130,4	0,1	10,7	131,1
Le Granit	0,1	10,8	155,9	0,1	12,9	156,8	0,1	11,6	157,7	0,1	11,7	158,5	0,1	11,8	159,3
La Mitis	0,1	10,7	153,3	0,1	11,9	154,6	0,1	11,3	155,2	0,1	11,3	156,0	0,1	11,4	156,8
Belle-Rivière (Val-Éo)	0,1	7,7	138,7	0,1	11,7	155,6	0,1	8,7	145,4	0,1	8,9	148,3	0,1	9,1	151,3
Pierre-de-Saurel	0,1	9,7	169,2	0,1	12,4	173,3	0,1	10,4	177,3	0,1	10,6	180,9	0,1	10,9	184,5
Frampton	0,1	11,1	140,7	0,1	11,7	141,4	0,1	11,4	142,4	0,1	11,5	143,1	0,1	11,6	143,9
Côte-de-Beaupré	0,1	9,0	147,7	0,1	11,3	148,7	0,1	10,1	149,5	0,1	10,1	150,2	0,1	10,2	151,0
Des Cultures (St-Cyprien)	0,1	12,2	154,8	0,1	12,9	156,93	0,1	11,4	160,55	0,1	11,6	163			

Annexe B – Caractéristiques et coût d'un service d'intégration éolienne fourni par Hydro-Québec

1. Contexte

1 Dans sa décision D-2020-137⁸, la Régie a approuvé le contrat pour le service d'intégration
2 éolienne (le « SIÉ ») conclu avec le Producteur. Le contrat pour le SIÉ, d'une durée de cinq
3 ans, arrive à échéance le 31 août 2025.

4 Des analyses additionnelles sont présentement en cours pour déterminer si des changements
5 au service et à l'établissement de son coût sont requis. D'ici la complétion de ces analyses, le
6 Distributeur formule l'hypothèse de la reconduction du SIÉ existant sur l'horizon de la demande
7 tarifaire pour permettre la prise en compte des coûts associés à l'équilibrage de la production
8 éolienne et à la garantie de puissance associée. Par ailleurs, les règlements du gouvernement
9 à l'origine des contrats éoliens existants renforcent la position du Distributeur de maintenir,
10 pour les trois prochaines années, le SIÉ actuel. Le Distributeur présentera son positionnement
11 sur le SIÉ à la Régie d'ici la prochaine demande tarifaire.

2. Modalités et coût du service

12 Le SIÉ fourni par Hydro-Québec est identique au contrat qui arrive à échéance le 31 août
13 2025. Les principales modalités sont décrites au tableau B-1.

⁸ [D-2020-137](#) (R-4129-2020).

Tableau B-1
Modalités du service d'intégration éolienne fourni par Hydro-Québec

Durée	Du 1 ^{er} septembre 2025 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance installée</u> 3 715,8 MW au 1 ^{er} septembre 2025, à ajuster selon les ajouts ou retraits éoliens sur la période visée <u>Énergie (Retours d'énergie)</u> Avril à novembre : 30 % de la puissance installée Décembre à mars : 40 % de la puissance installée <u>Puissance garantie</u> 40 % de la puissance installée pour les mois de janvier, février, mars et décembre
Prix	<u>Retours d'énergie</u> 8,18 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % à chaque 1 ^{er} janvier <u>Écarts de livraison</u> Pour les Retours d'énergie excédant la production éolienne : 46,16 \$/MWh Pour la production éolienne excédant les Retours d'énergie : 1,80 \$/MWh <u>Erreurs de prévision</u> 1,8659 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % à chaque 1 ^{er} janvier

1 Le Distributeur estime que, dans le marché québécois, le coût du SIÉ reflète de façon
 2 raisonnable l'addition de la valeur de la puissance garantie, des services complémentaires
 3 additionnels et du besoin additionnel de flexibilité causés par la variabilité et l'incertitude de la
 4 production éolienne.

5 Par ailleurs, le prix du SIÉ s'inscrit dans la continuité de celui du contrat pour le SIÉ qui arrive
 6 à échéance le 31 août 2025. Au paragraphe [46] de sa décision D-2020-137⁹, la Régie
 7 reconnaissait le caractère compétitif de ce prix « par rapport aux coûts des services
 8 d'intégration éolienne offerts par d'autres entreprises d'électricité nord-américaines, tel que
 9 présenté par Brattle à son rapport de balisage ».

⁹ [D-2020-137](#) (R-4129-2020), paragraphe 46.

Annexe C – Caractéristiques et coût d’un approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec

1. Contexte

1 Dans sa décision D-2003-159¹⁰, la Régie approuvait les contrats Base (350 MW) et Cyclable
 2 (250 MW) entre le Distributeur et le Producteur, octroyés dans le cadre de l’appel d’offres A/O
 3 2002-01. Ces contrats, d’une durée de 20 ans, ont été mis en service le 1^{er} mars 2007 et
 4 arrivent à échéance le 28 février 2027.

5 L’échéance de ces contrats cause un déséquilibre dans les bilans de puissance et d’énergie.
 6 Le Distributeur propose donc, sur l’horizon résiduel de la demande tarifaire, de maintenir leur
 7 contribution en puissance et d’ajuster leur contribution en énergie.

2. Modalités et coût de l’approvisionnement

8 La puissance contractuelle combinée des contrats Base et Cyclable est réunie dans un
 9 approvisionnement cyclable de 600 MW aux modalités similaires à celles prévues au contrat
 10 Cyclable. Les principales modalités de l’approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec
 11 sont résumées au tableau C-1.

Tableau C-1
Modalités de l’approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec

Durée	Du 1 ^{er} mars 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> Jusqu’à 600 MW <u>Énergie</u> Jusqu’à 5,27 TWh
Prix	<u>Puissance</u> 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

12 Le prix de cet approvisionnement postpatrimonial s’inscrit dans la continuité des
 13 approvisionnements contractés auprès d’Hydro-Québec avant la sanction de la *Loi sur la*
 14 *gouvernance responsable*, et dont la durée est échu.

¹⁰ [D-2003-159](#) (R-3515-2003).

Annexe D – Caractéristiques et coût d’un approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec

1. Contexte

1 L'échéance des Conventions d'énergie différée associées aux contrats Base et Cyclable
 2 cause un déséquilibre dans les bilans de puissance et d'énergie. Le Distributeur propose donc,
 3 sur l'horizon résiduel de la demande tarifaire, d'équilibrer ses bilans avec des blocs mensuels
 4 de livraisons en base qui s'apparentent à l'utilisation que fait le Distributeur des Conventions
 5 d'énergie différée.

2. Modalités et coût de l'approvisionnement

6 La puissance des blocs mensuels est établie à 1 000 MW pour les mois de janvier et février
 7 2028 et à 300 MW pour les mois de décembre et mars, avec les prix prévus à la convention
 8 d'énergie différée du contrat Cyclable. Les principales modalités de l'approvisionnement en
 9 base hivernale fourni par Hydro-Québec sont résumées au tableau D-1.

Tableau D-1
Modalités de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec

Durée	Du 1 ^{er} décembre 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> 1 000 MW en janvier et février 2028 300 MW en décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028 <u>Énergie</u> 223 200 MWh en 2027 1 886 400 MWh en 2028
Prix	<u>Puissance</u> Un montant de 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier, appliqué sur une base mensuelle Prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York (NYISO) <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

10 Le prix de cet approvisionnement postpatrimonial s'inscrit dans la continuité des
 11 approvisionnements contractés auprès d'Hydro-Québec avant la sanction de la *Loi sur la*
 12 *gouvernance responsable*, et dont la durée est échuée.

Annexe E – Suivi de décision : Indicateur de performance des achats de court terme

1 Dans sa décision D-2025-033¹¹, la Régie demandait au Distributeur de proposer un nouvel
 2 indicateur de performance des achats de court terme dans le cadre de son prochain dossier
 3 tarifaire. Elle demandait également le maintien du suivi des deux options d'indicateur de
 4 performance des achats de court terme.

5 De l'avis du Distributeur, la proposition d'un nouvel indicateur de performance n'est plus
 6 pertinente à la suite de l'adoption de la *Loi sur la gouvernance responsable*, pour les raisons
 7 exposées à la section 3. Pour les mêmes raisons, le Distributeur demande à la Régie de mettre
 8 fin à ce suivi pour les futurs dossiers.

9 Le Distributeur présente ici les résultats pour les deux méthodes demandées, en ajoutant les
 10 données de l'année 2024, soit la dernière année complète pour laquelle les données sont
 11 disponibles.

Tableau E-1
Résultats de l'application de la méthode A aux années 2013 à 2024 (MWh)

	ÉPI Observé (1)	ÉPI Optimal (2)	Indicateur Écart (1)-(2)=(3)	% (3)/(2)
2013	4 808 373	4 359 223	452 563	10,39%
2014	6 725 366	6 170 562	554 804	8,99%
2015	12 086 804	11 290 595	796 208	7,05%
2016	11 770 209	11 686 610	83 599	0,72%
2017	11 132 070	11 042 533	89 537	0,81%
2018	10 337 208	9 815 749	521 459	5,31%
2019	9 668 763	9 214 640	454 123	4,93%
2020	11 774 483	11 573 406	201 076	1,74%
2021	7 867 024	7 638 331	228 694	2,99%
2022	6 800 258	6 085 993	714 266	11,74%
2023	7 293 465	6 480 212	813 253	12,55%
2024	7 191 609	6 962 836	228 773	3,29%

¹¹ [D-2025-033](#) (R-4270-2024), paragraphe 168.

Tableau E-2
Résultats de l'application de la méthode B aux années 2013 à 2024 (MWh)

	ÉPI Observé (1)	ÉPI de référence (2)	Indicateur Écart (2)-(1)=(3)	% (3)/(2)	achat dépassement
2013	4 808 373	5 105 767	297 394	5,82%	746 544
2014	6 725 366	6 936 878	211 512	3,05%	765 015
2015	12 086 804	12 387 501	300 697	2,43%	1 088 678
2016	11 770 209	11 735 098	-35 112	-0,30%	37 503
2017	11 132 070	11 385 847	253 777	2,23%	341 345
2018	10 337 208	10 027 896	-309 312	-3,08%	212 147
2019	9 668 763	9 599 357	-69 405	-0,72%	384 714
2020	11 774 483	11 593 563	-180 920	-1,56%	20 156
2021	7 867 024	7 666 133	-200 891	-2,62%	27 800
2022	6 800 258	7 299 106	498 848	6,83%	1 213 113
2023	7 293 465	6 679 918	-613 547	-9,18%	199 706
2024	7 191 609	7 164 098	-27 511	-0,38%	153 813

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte du suivi sur l'indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale et d'y mettre fin, pour les raisons exposées à la section 3.

Annexe F – Suivi de l'actif réglementaire lié à toute entente de suspension de TCE (sous pli confidentiel)