

MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)

**DEMANDE RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SUR L'HORIZON 2017-2026
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

**Préparé dans le cadre du dossier
R-3986-2016
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par
Antoine Gosselin
et
Marcel Paul Raymond**

Le 5 avril 2017

Table des matières

1.	Introduction	3
2.	Bilan en puissance	3
2.1.	Évolution du besoin.....	3
2.1.1.	Programme de conversion.....	3
2.1.2.	Évolution du parc des véhicules électriques.....	3
2.1.3.	Vitesse d'érosion du parc biénergie	5
2.1.4.	Impact des hypothèses révisées	5
2.2.	Équilibre en pointe versus équilibre global du bilan.....	6
2.3.	Gestion de la demande en puissance.....	7
2.4.	Contribution des marchés de court terme	9
2.4.1.	Priorisation des marchés de court terme avant l'électricité interruptible	10
2.4.2.	Pas nécessaire de réserver la puissance des marchés de court terme	12
2.4.3.	Contribution des marchés à inscrire au bilan de puissance.....	16
3.	Achats d'énergie de court terme.....	19
4.	Sommaire des recommandations.....	22

1. Introduction

Le Plan d’approvisionnement 2017-2026 (le « Plan ») d’Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d’électricité (le « Distributeur ») présente un besoin en énergie et en puissance en forte baisse par rapport au Plan précédent. Aucun nouvel approvisionnement en puissance de long terme n’est requis pour les trois prochaines années. Si les prévisions du Distributeur s’avèrent, aucun ne sera non plus requis lors du prochain Plan. Toutefois, cet équilibre repose sur plusieurs hypothèses quant aux besoins et ressources et pourraient varier substantiellement dans le temps.

L’essentiel du mémoire de la FCEI porte sur les différents aspects du bilan en puissance soit, le besoin, la gestion de la demande et les sources d’approvisionnement.

En suivi de la présentation faite par le Distributeur lors de la séance de travail tenue le 28 février 2017, elle aborde également la question des achats de court terme.

2. Bilan en puissance

2.1. Évolution du besoin

Le Distributeur présente un bilan en puissance équilibré jusqu’en 2024-2025. Toutefois, selon la FCEI, ce bilan sous-estime le besoin en puissance à trois niveaux. D’abord, il n’inclut pas l’effet du programme de conversion du mazout vers l’électricité récemment soumis à la Régie. Si ce programme devait être approuvé tel que proposé, il aurait un impact direct et significatif sur le besoin de puissance d’ici 2025-2026. La FCEI questionne aussi l’impact sur le besoin de puissance de la recharge de véhicules électriques de même que l’évolution du nombre d’abonnements au tarif DT.

2.1.1. Programme de conversion

Le Distributeur a déposé son dossier le 1^{er} novembre 2016. Depuis cette date, il a annoncé la mise en place d’un programme de conversion du mazout vers l’électricité (R-4000-2017).

Le Distributeur évalue le potentiel commercial de conversion à 900 GWh par année. De cette quantité, il prévoit la conversion de 272 GWh à la première année complète d’application du programme, soit 2018. Sur la base de l’information disponible, il est possible de déduire que l’impact sur le besoin en puissance pour 2018 est d’environ 88 MW. Si cet impact est récurrent, le programme impliquerait un besoin de puissance additionnel de 726 MW à l’hiver 2025-2026. Ce nouveau besoin doit être ajouté à la prévision du Distributeur.

2.1.2. Évolution du parc des véhicules électriques

Le Distributeur prévoit la présence de 387 milliers de véhicules électriques et hybrides rechargeables dans le parc automobile québécois d’ici 2026 dont 88 milliers d’ici 2020. Il prévoit également que ces véhicules auront un impact moyen de 0,6 kW (par véhicule) sur le besoin de pointe. Le Distributeur indique avoir évalué cette quantité en tenant compte du fait que la pointe d’hiver pourrait survenir le matin ou le soir. Cette réponse soulève deux préoccupations.

Premièrement, la FCEI ne saisit pas complètement les implications du fait que le besoin moyen en pointe ait été évalué en tenant compte du fait que la pointe puisse survenir le matin ou le soir. Même si on ne peut prédire si la pointe réelle surviendra le matin ou le soir, on devrait pouvoir dire si la pointe prévue survient le matin ou le soir. Les usages pour ces deux moments n'étant pas exactement les mêmes, la FCEI s'attendrait à ce que le Distributeur prévoit la pointe matinale indépendamment de la pointe du soir. En mode prévisionnel, la pointe hivernale devrait correspondre au maximum entre la pointe du matin et celle du soir.

Le rapport de l'expert Hopkins retenu par le RNCREQ cite une étude d'Avista corp. sur le profil de recharge des véhicules électriques dans l'état de Washington. Ce rapport montre une puissance moyenne à la recharge de 1,2 kWh concentrée entre 17 h et 19 h et une puissance moyenne de 0,2 kWh vers 7 heures du matin.¹ En supposant un profil de demande semblable au Québec, cela signifie que si la pointe prévisionnelle du Distributeur est le soir, l'impact de l'ajout d'un véhicule électrique devrait être de 1,2 kWh. Si elle est le matin, il devrait être de 0,2 kWh. L'utilisation d'un impact moyen, si c'est bien ce que fait le Distributeur, ne semble pas appropriée. Cela dit, si le nombre de véhicules électriques devient assez important, la pointe du soir devrait tôt ou tard surpasser la pointe du matin de manière franche. Les efforts de contrôle de cet usage en pointe devraient donc se baser sur un impact marginal correspondant à la pointe du soir.

Sur la base d'un impact moyen de 1,2 kWh par véhicule à la pointe d'hiver, l'effet total sur le besoin en puissance serait de 67 MW en 2021 plutôt que les 50 MW prévus par le Distributeur, soit 17 MW supplémentaires. En 2026, il serait de 404 MW (+215) et de 1200 MW (+640) en 2030 si l'objectif d'un million de véhicules électriques visé par le Gouvernement du Québec est atteint.

Si ces prévisions s'avèrent, il ne fait aucun doute que les véhicules électriques représentent une menace importante pour l'équilibre du bilan en puissance du Distributeur.

Deuxièmement, selon la FCEI, la puissance de 1,2 kW constitue probablement une borne inférieure au besoin moyen à la pointe du soir lors des journées les plus froides de l'hiver. En effet, l'étude Avista semble rapporter une puissance moyenne sur l'ensemble de la période d'étude. Or, pour les fins du Plan, ce n'est pas tant le besoin de puissance moyenne qu'il importe de considérer, mais le besoin de puissance à la pointe du réseau. Lors des journées de grand froid, les véhicules électriques consomment davantage d'énergie, notamment pour chauffer l'habitable. Donc, plus il fait froid, plus le besoin de recharge est important. On peut penser que ce besoin de recharge plus grand incitera les propriétaires de véhicules électriques à brancher leur véhicule lors de leur arrivée à leur domicile et que la recharge durera plus longtemps. Ainsi, une plus grande proportion des véhicules risque d'être en recharge simultanément lors de ces journées, faisant augmenter le besoin en pointe. De plus, les batteries de véhicules électriques peuvent être endommagées par les températures très froides. Afin de parer à ce problème, les manufacturiers recommandent généralement de brancher les véhicules lors des journées froides, et ce, peu importe le niveau de charge. Certains véhicules utilisent alors l'alimentation électrique externe pour maintenir la température de la batterie au-delà d'un certain seuil critique. Cet aspect est également susceptible de faire augmenter l'appel de

¹ Avista corp., Avista Utilities Quarterly Report on Electric Vehicle Supply Equipment Pilot Program, February 1, 2017, Docket No. UE-160082.

puissance. Bref, l'impact par véhicule sur le besoin en puissance à la pointe est probablement supérieur, peut-être de manière significative, au besoin moyen évalué sur plusieurs mois.

En supposant un impact moyen de 1,5 kWh par véhicule à la pointe d'hiver, l'impact sur le besoin en pointe serait de 130 MW en 2020 plutôt que les 50 MW prévus par le Distributeur. En 2023, il serait de 355 MW et de 1500 MW en 2030 si l'objectif d'un million de véhicules électriques visé par le Gouvernement du Québec est atteint.

2.1.3. Vitesse d'érosion du parc biénergie

Le tarif DT contribue à l'équilibre du bilan en puissance par l'effacement du besoin d'électricité, notamment lors des heures de pointe. Toutefois, le nombre d'abonnements à ce tarif est en décroissance, ce qui fait augmenter le besoin en puissance. Le bilan en puissance du Distributeur prévoit une réduction d'environ 1 800 abonnements par année au tarif DT sur l'horizon du Plan, soit 16 800 abonnements entre 2017 et 2026. À cela correspond une augmentation du besoin en pointe de 80 MW, impliquant un effacement d'environ 5 kW par abonnement.

La FCEI note en premier lieu que l'effacement moyen des clients biénergie est de 5,8 kW selon l'analyse de rentabilité produite par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3933-2015.² Sur la base de cet effacement, l'impact sur le besoin en puissance en 2026 serait légèrement plus élevé à 104 MW.

La FCEI constate de plus que la décroissance du nombre d'abonnements retenue par le Distributeur est sensiblement inférieure au rythme de la perte nette d'abonnements des dernières années qui est plutôt de l'ordre de 5000 abonnements par année en 2014 et 2015 et de 3000 abonnements en 2016. S'il est vrai que la Régie a approuvé un recalibrage du tarif DT pour le rendre plus attrayant, il semble prématuré de croire que cela pourrait réduire autant la baisse du nombre d'abonnements. En extrapolant la décroissance de 2016 aux années futures, l'impact sur le besoin de puissance à la pointe serait de 157 MW³ en 2026, soit 75 MW de plus que la prévision de référence du Distributeur.

2.1.4. Impact des hypothèses révisées

Le tableau 1 présente l'effet combiné des hypothèses formulées aux paragraphes précédents. Lorsque considérés globalement, les ajustements présentés par la FCEI amènent une augmentation considérable du besoin en puissance qui pourrait nécessiter un ou plusieurs appels d'offres de long terme à partir de 2021-2022 (sur la base d'une contribution des marchés de court terme de 1100 MW), 2022-2023 (1500 MW) ou 2024-2025 (2000 MW) selon la contribution des marchés de court terme considérée. En d'autres termes, si aucune action n'est prise pour mitiger l'impact de ces facteurs sur le besoin en puissance, le Distributeur lancerait un nouvel appel d'offres dès le prochain Plan, voire avant, sauf si la Régie accepte la proposition de la FCEI quant à la contribution des marchés de court terme au bilan (voir section 2.4).

² R-3933-2015, B-0091, onglet « Divers eff. moyen ».

³ Sur la base de 5,8 kW par client.

Les coûts additionnels liés à ces nouveaux approvisionnements pourraient augmenter graduellement pour se chiffrer à 120 000 M\$⁴ annuellement en 2025-2026 si cette croissance n'est pas évitée ou compensée par d'autres mesures.

Ces impacts importants militent en faveur de mesures vigoureuses pour éviter à moyen terme et à long terme un nouvel appel d'offres en puissance.

Tableau 1

Impact du programme de conversion des véhicules électriques et du tarif DT sur le besoin en puissance

En MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031
1 Puissance additionnelle requise selon R-3986-2016	300	100	500	650	800	900	1150	1400	1650	2900
2										
3 Programme de conversion										
4 Programme de conversion	22	110	198	286	374	462	550	638	726	1166
5										
6 Puissance add. ajustée pour le programme de conversion (1.1 + 1.4)	322	210	698	936	1174	1362	1700	2038	2376	4066
7										
8 Impact de l'électrification du parc automobile										
9 Nombre de VE	22	35	56	88	137	237	287	337	387	
10 Impact VE - 0,6 kW par véhicule	13	20	32	51	78	106	134	161	189	561
11 Impact VE - 1,2 kW par véhicule	16	26	42	67	106	164	284	344	404	1200
12 Écart	3	6	10	16	28	58	150	183	215	639
13										
14 Puissance add ajustée pour le prog. de conversion et les VÉ (1.6 + 1.12)	325	216	708	952	1202	1420	1850	2221	2591	4705
15										
16 Impact de l'effritement du tarif DT										
17 Abonnements DT (perte moyenne de 1800 par an)	110	108	106	104	103	101	99	97	95	86
18 Abonnements DT (perte de 3000 par an)	108	105	102	99	96	93	90	87	84	69
19 Effacement DT (perte de 1800 par an)	560	550	540	530	520	510	500	490	480	430
20 Effacement DT (perte de 3000 par an; à 5,8 kW)	628	611	593	576	559	541	524	506	489	402
21 Hausse du besoin de puissance (perte de 1800 par an)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	141
22 Hausse du besoin de puissance (perte de 3000 par an)	17	35	52	70	87	104	122	139	157	244
23 Écart	7	15	22	30	37	44	52	59	67	103
24										
25 Puissance add. ajustée pour le prog. de conversion, les VÉ et le DT (1.14 + 1. 23)	333	231	730	982	1239	1465	1902	2280	2658	4949
26 Écart par rapport à la prévision du Distributeur (1.25-1.1)	33	131	230	332	439	565	752	880	1008	2049
27										
28 Puissance add. ajustée pour le prog. de conversion, les VÉ et le DT (1,5 kW par véhicule)	337	238	741	1009	1275	1516	1983	2377	2769	5249
29 Écart par rapport à la prévision du Distributeur (1,5 kW par véhicule) (1.28-1.1)	37	138	241	359	475	616	833	977	1119	2349

La FCEI estime que des mesures rentables existent et doivent être mises en place pour prévenir cette évolution du besoin en puissance tel qu'il sera discuté à la section 2.3.

2.2. Équilibre en pointe versus équilibre global du bilan

Le bilan en puissance vise à s'assurer de la capacité du Distributeur de répondre au profil horaire des besoins de la clientèle. La preuve du Distributeur présente, aux figures 3D-2 à 3D-5 de la pièce B-0009, certains éléments de déséquilibre entre les besoins et les approvisionnements, mais ne présente pas un portrait prospectif complet des déficits et surplus d'approvisionnement pour chacune des heures de l'année.

⁴ Sur la base d'un coût évité de long terme de 107 \$/kW-hiver.

Par exemple, on peut déduire de la figure 3D-2 que les approvisionnements sont suffisants pour couvrir l'ensemble des besoins de 2017. Par contre, on ne sait pas si les excédents d'approvisionnement sont très importants ou s'ils sont modestes. On ne sait pas non plus combien d'heures, ni lesquelles, sont susceptibles de présenter prochainement un besoin d'approvisionnement additionnel.

La FCEI estime que cette information est importante. Elle offrirait une vue d'ensemble beaucoup plus claire du bilan du Distributeur et permettrait de juger de manière plus éclairée de ses propositions, notamment en termes de gestion du besoin en puissance et de développement de marchés. Plusieurs questions peuvent se poser en termes de gestion des approvisionnements pour lesquelles peu d'information est produite. Par exemple, est-il préférable de mettre en place un programme de gestion de la demande en puissance qui ne vise que les 100 heures de plus forte demande ou serait-il préférable de viser les 200 heures de plus forte demande? Jusqu'à quel point le bilan peut-il accommoder un transfert de consommation vers la nuit? Des approvisionnements saisonniers ou annuels doivent-ils être envisagés? Le renouvellement de contrats de long terme (par exemple les premiers contrats éoliens qui viendront à échéance) sera-t-il requis et, si oui, quelles actions devraient être mises en œuvre dès maintenant pour que cela ne soit pas nécessaire?

La FCEI recommande donc que les figures 3D-2 à 3D-5 ne soient pas tronquées aux valeurs positives, mais présentent plutôt l'équilibre complet des approvisionnements sur les 8760 heures de l'année incluant les surplus et que les données et calculs sous-jacents (incluant la contribution de chaque moyen d'approvisionnement) soient déposés dans un chiffrier en format électronique manipulable.

2.3. Gestion de la demande en puissance

Le Dr Hopkins présente dans le présent dossier une revue des meilleures pratiques en matière de gestion de la demande et formule certaines recommandations applicables à la situation du Distributeur. La FCEI s'en remet au rapport de l'expert à cet égard. Elle souligne tout de même son appui avec l'idée générale que le maximum de mesures rentables devrait être réalisé et ce aussi rapidement que possible.

Elle demeure malgré tout préoccupée par les trois facteurs abordés précédemment.

A priori, la FCEI estime que l'ajout d'un volet biénergie au programme de conversion devrait être considéré, particulièrement lorsque la conversion vise le chauffage des locaux. Elle fera valoir son point de vue à cet égard dans le cadre du dossier R-4000-2017.

Pour ce qui est du tarif DT, la Régie a récemment approuvé un recalibrage du tarif ce qui, de l'avis de la FCEI, est un pas dans la bonne direction.

Elle a également accepté la mise en place d'un projet pilote de télécommande de la biénergie. Toutefois, elle n'a pas défini d'échéancier pour le dépôt d'une proposition tarifaire ou commerciale en suivi de ce projet pilote. Or, en réponse à une demande de la Régie, le Distributeur n'exprime aucune volonté claire de présenter une offre suite au projet pilote ni d'échéancier pour ce faire.⁵

⁵ R-3980-2016, B-0072, HQD-16, document 1.2, p. 100, réponse 44.3

« 44.3 Advenant le succès du projet-pilote de télécommande de la bi-énergie qui est prévu dès l'hiver 2016-2017, veuillez préciser si cette intervention pourrait être déployée dès l'hiver 2017-2018.

Réponse : La durée du projet pilote est d'un an afin d'en évaluer les impacts sur un cycle complet de facturation. À la suite de l'analyse des résultats du projet pilote et du sondage, le Distributeur évaluera l'opportunité de déployer une offre commerciale de biénergie interruptible et, le cas échéant, prévoira l'échéancier pour le faire. » (Nous soulignons)

Considérant l'apport de la biénergie à l'équilibre du bilan en puissance et l'effritement continu de ce tarif, la FCEI recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il présente les résultats du projet pilote ainsi qu'une proposition commerciale ou tarifaire visant à limiter le nombre d'heures d'interruptions au tarif DT au plus tard lors du dossier tarifaire 2019.

Pour ce qui est de l'évolution du parc de véhicules électriques, la FCEI estime qu'il s'agit de la menace la plus significative à terme pour le bilan en puissance considérant que le Distributeur n'exerce de contrôle ni sur son adoption, ni sur l'usage qui en sera fait, ni sur l'évolution des technologies de recharge. Dans cette optique, la FCEI est rassurée par l'empressement démontré par la Régie à obtenir rapidement l'information pertinente sur le profil de recharge.⁶ Cependant, afin de permettre la mise en place d'une solution adaptée à la situation d'Hydro-Québec dans les meilleurs délais, la FCEI estime que le Distributeur devrait simultanément présenter l'information disponible sur les technologies de stockage existantes de même que sur les modèles tarifaires ou commerciaux permettant de déplacer le moment de la recharge.

Elle demande donc que le suivi à être déposé par le Distributeur en vertu de la décision D-2017-022 soit bonifié pour inclure une évaluation de la diffusion des différentes technologies de recharge, l'évolution technologique au niveau de la recharge incluant les systèmes V2H et V2G⁷, le portrait des solutions tarifaires et commerciales potentielles pour déplacer la recharge hors de la période de pointe, de même que la vision et la feuille de route du Distributeur pour la mise en place d'une solution. Elle demande également que ce suivi soit déposé au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2019. Selon la FCEI, la Régie devrait avoir comme objectif la mise en place d'une solution tarifaire ou commerciale au dossier tarifaire 2020 soit avant que la croissance du nombre prévu de véhicules électriques ne s'accélère trop.

⁶ D-2017-022, paragraphe 735.

⁷ V2H= Vehicle-to-home; V2G= Vehicle-to-grid.

2.4. Contribution des marchés de court terme

Le Distributeur présente ainsi son bilan de puissance sur l'horizon 2017-2026⁸ :

**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	1 300	1 300	1 300	1 300	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	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées	300	50	0	0	0	0	0	0	0	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.

Tout d'abord, la FCEI constate que le Distributeur n'a pas donné suite à la décision de la Régie selon laquelle celle-ci lui ordonnait de⁹ :

« [150] Inclure explicitement à tous ses bilans en puissance la contribution anticipée des marchés de court terme et de détailler les contributions des approvisionnements non patrimoniaux à un niveau comparable à celui présenté au tableau R-1.1 de la pièce B-0038 du dossier R-3925-2015. Cette contribution des marchés de court terme sera examinée dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. [note de bas de page omise] » (Nous soulignons)

En effet, la FCEI constate qu'afin de respecter la décision de la Régie, la puissance annuelle de la biomasse aurait dû être présentée distinctement de celle de la petite hydraulique. De plus, la contribution des marchés de court terme, évaluée à 1 500 MW par la Régie¹⁰, aurait dû être montrée au bilan tel qu'il apparaît au tableau 2 préparé par la FCEI.

⁸ B-0006, HQD-1, document 1, page 19, tableau 7.

⁹ Décision D-2015-179, dossier R-3925-2015, page 40, paragraphe 150.

¹⁰ Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 60, paragraphe 206.

Tableau 2

Bilan de puissance ajusté avec contribution des marchés et électricité interruptible requise

En MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A. Marchés de court terme	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
(-) B. Puissance additionnelle requise HQD (1)	-90	300	100	500	650	800	900	1150	1400	1650
(=) C. Surplus de puissance avec marchés de CT	1590	1200	1400	1000	850	700	600	350	100	-150
(-) D. Électricité interruptible (ÉI) disponible (1)	850	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
(+) E. Réserve associée à l'ÉI (15 %)	128	150	150	150	150	150	150	150	150	150
(=) F. Surplus de puissance sans ÉI	868	350	550	150	0	-150	-250	-500	-750	-1000
(+) G. Électricité interruptible requise	0	0	0	0	0	177	294	588	882	1000
(-) H. Réserve associée à l'ÉI (15 %)	0	0	0	0	0	27	44	88	132	150
(=) I. Puissance additionnelle requise (FCEI)	868	350	550	150	0	0	0	0	0	-150

(1) B-0006, HQD-1, document 1, page 19, tableau 7.

Le tableau 2 indique d'abord que le recours aux marchés de court terme (ligne A) à la hauteur de 1500 MW a pour effet d'éliminer tout besoin de puissance additionnelle requise jusqu'à l'hiver 2024-2025 inclusivement et dégageant ainsi des surplus de puissance (ligne C) sur cet horizon.

On peut même constater que le surplus de la ligne C dépasse la barre des 500 MW jusqu'à l'hiver 2022-2023 inclusivement démontrant ainsi que l'appel d'offres de long terme (A/O 2015-01) apparaissant au tableau 7 du Distributeur à compter de l'hiver 2018-2019 aurait pu attendre, tout comme la demande du Distributeur de recourir à la puissance de la centrale de TransCanada Energy qui n'apparaît pas au tableau 7 puisque la demande a été refusée par la Régie¹¹.

D'autre part, le tableau 2 indique, à la ligne G, qu'en priorisant les marchés de court terme, aucune électricité interruptible ne serait requise pour les cinq premiers hivers du Plan et que le besoin progresserait ensuite jusqu'à l'atteinte du potentiel de 1000 MW à l'hiver 2025-2026. Il est à noter que le tableau 2 aux lignes E et H tient compte du fait que l'électricité interruptible est assortie d'une réserve requise additionnelle de 15 %¹².

2.4.1. Priorisation des marchés de court terme avant l'électricité interruptible

La FCEI est d'avis que les marchés de court terme devraient être priorisés par rapport à l'électricité interruptible dans le bilan de puissance du Distributeur et ce, pour les principaux motifs suivants :

- a) La puissance de l'électricité interruptible doit être engagée pour les quatre mois de l'hiver alors que les besoins ne sont généralement présents que pour les mois de janvier et de février¹³;

¹¹ B-0006, HQD-1, document 1, page 8, lignes 9 à 17; et page 19, lignes 5 et 6.

¹² B-0032, HQD-3, document 3, page 21, réponse 8.3.

¹³ Voir notamment B-0032, HQD-3, document 3, pages 21 et 22, réponses 8.4 et 8.6.

- b) Les achats des marchés de court terme sur les bourses énergétiques peuvent être engagés à deux heures ou moins d’avis¹⁴, un tel délai de préavis se comparant avantageusement au délai d’appel de l’électricité interruptible qui est de deux heures pour la première heure, d’une heure de plus pour chaque heure subséquente et encore plus dans certains cas¹⁵ ;
- c) Les restrictions d’utilisation de l’électricité interruptible comme le nombre maximal d’interruptions par jour, le délai minimal entre deux interruptions, la durée minimale et maximale d’une interruption et le nombre maximal d’interruptions par hiver¹⁶ ne s’appliquent pas aux achats de court terme;
- d) De l’avis de la FCEI, il n’est pas nécessaire de réserver la puissance des achats de court terme, comme démontré à la section qui suit;
- e) Les prix de l’énergie des achats de court terme sont généralement avantageux par rapport à ceux de l’électricité interruptible¹⁷.

De plus, le Distributeur indique que certaines transactions avec les marchés de court terme peuvent être coupées¹⁸ en ajoutant lors de la séance de travail du 28 février 2017 que ces situations sont peu fréquentes, assez exceptionnelles et découlent la plupart du temps de situations provenant des installations de transport. D’ailleurs, l’électricité interruptible n’est pas à l’abri de risques semblables non plus¹⁹ et la FCEI est d’avis que de tels risques peuvent être pris en compte adéquatement lors de l’évaluation des réserves à appliquer à chacun de ces moyens.

Le Distributeur indique aussi que certaines contraintes de variation horaire (« ramping »)²⁰ peuvent s’appliquer aux transactions avec les marchés de court terme mais la FCEI est d’avis que ces contraintes ne sont généralement pas pénalisantes puisqu’elles s’agencent assez bien avec les besoins du Distributeur qui progressent graduellement avec les augmentations et baisses de la demande d’électricité. De plus, la FCEI est d’avis que de telles contraintes peuvent aussi être prises en compte lors de l’évaluation des réserves à appliquer à ce moyen.

Dans les circonstances décrites plus haut, la FCEI conclut que le recours à l’option d’électricité interruptible avant les achats des marchés de court terme ne minimise pas les coûts d’approvisionnement, contrairement aux obligations du Distributeur²¹. Par exemple, en ne considérant que les coûts de puissance (et sans compter les économies sur les prix de l’énergie), la stratégie décrite dans cette section par la FCEI entraînerait des économies annuelles de l’ordre de 15 M\$, soit des crédits fixes de 15 \$/kW-hiver²² pour une puissance grande puissance (option I) de 1000 MW d’électricité interruptible souscrite.

¹⁴ B-0032, HQD-3, document 3, pages 24 et 25, réponse 9.2; B-0023, HQD-4, document 1, page 7.

¹⁵ R-3891-2014, B-0004, HQD-1, document 1, page 14, tableau 3 et page 20, tableau 4.

¹⁶ R-3891-2014, B-0004, HQD-1, document 1, page 14, tableau 3 et page 20, tableau 4.

¹⁷ Voir notamment B-0043, page 2.

¹⁸ B-0023, HQD-4, document 1, pages 3 et 7.

¹⁹ Voir, par exemple, R-3980-2016, B-0076, HQD-16, document 3, page 20, réponse 8.2.

²⁰ B-0023, HQD-4, document 1, page 6.

²¹ B-0032, HQD-3, document 3, pages 22 et 23, réponse 8.8.

²² R-3891-2014, B-0004, HQD-1, document 1, page 14, tableau 3.

2.4.2. Pas nécessaire de réserver la puissance des marchés de court terme

Comme il est mentionné plus haut, la FCEI est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de réserver la puissance des marchés de court terme à l'avance (généralement à l'automne pour l'hiver qui suit²³) pour pouvoir l'utiliser lors des heures où des besoins se présentent.

Par exemple, avec les informations fournies par le Distributeur²⁴, la FCEI est en mesure de déduire que des quantités dépassant significativement la valeur de 750 MW réservée pour janvier et février 2015²⁵ ont pu être achetées par le Distributeur sur les marchés et ce, à tous les jours en 2015 où des achats de court terme d'importance ont été engagés par celui-ci et, en particulier, de l'ordre de 4400 MW (dont 2300 MW du Producteur) lors de la journée de pointe du 8 janvier 2015 et jusqu'à 4800 MW (dont 2800 MW du Producteur) lors de la journée du 24 février 2015. De la même façon en 2014²⁶, la quantité réservée pour janvier et février de 800 MW²⁷ a été largement dépassée à tous les jours où des achats d'importance ont été engagés par le Distributeur et, en particulier, de l'ordre de 4500 MW (dont 1600 MW du Producteur) lors de la journée de pointe du 22 janvier 2014 et jusqu'à environ 5400 MW (dont 2200 MW du Producteur) lors de la journée du 23 janvier 2014.

En réponse à une demande de la FCEI sur l'exigence de garantie de la contribution des marchés de court terme, le Distributeur a fourni la réponse suivante²⁸ :

« 10.3 Veuillez indiquer, avec références à l'appui, si le critère de fiabilité en puissance du NPCC exige que la contribution des marchés de court terme soit totalement garantie à 100 %.

Réponse :

Dans les évaluations de fiabilité, le critère du NPCC exige que les ressources en provenance des réseaux limitrophes soient limitées aux achats de puissance ferme. Dans le Regional Reliability Reference Directory # 1 – Design and Operation of the Bulk Power System du NPCC, l'article 3.4.3 de l'appendice D stipule que :

In the calculation of available resources, supply-side resources from neighboring systems are limited to firm capacity backed purchases.

Ce document est disponible à l'adresse suivante :
https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_2015100116_GJD.pdf.

»

²³ B-0032, HQD-3, document 3, page 25, réponse 9.4.

²⁴ B-0043 et B-0047.

²⁵ R-3980-2016, B-0076, HQD-16, document 3, pages 3 et 4, réponse 1.1.

²⁶ B-0042 et B-0046.

²⁷ R-3905-2014, B-0086, HQD-15, document 4, pages 3 et 4. Réponse 1.1.

²⁸ B-0032, HQD-3, document 3, page 27, réponse 10.3.

La FCEI comprend de la réponse du Distributeur et du document du NPCC que, pour inscrire une valeur à la rubrique « *resources from neighboring systems* » au niveau de l'offre dans le bilan de puissance, la puissance associée doit être garantie. Le Distributeur ne mentionne toutefois pas que le même document du NPCC permet l'inclusion d'une autre rubrique concernant l'assistance permise par les interconnexions²⁹ :

« *R4.1 Make due allowances for demand uncertainty, scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Planning Coordinator Areas, transmission transfer capabilities, and capacity and/or load relief from available operating procedures.* » (Nous soulignons)

En pratique, cette assistance peut être identifiée par « *interconnection assistance* » ou « *tie benefit* » et par la traduction « *partage de réserve* » et, ainsi, les quantités utilisées dans les bilans des membres du NPCC n'ont pas nécessairement à être garanties et sont présentées en sus des valeurs garanties qui pourraient apparaître par ailleurs sous la rubrique « *resources from neighboring systems* ».

La rubrique « *resources from neighboring systems* » est utilisée lorsqu'une puissance est garantie par un réseau exclusivement pour un réseau voisin. Par exemple, suite à l'entente d'échange de 500 MW entre l'Ontario et le Québec, le bilan de puissance de l'Ontario doit montrer une vente garantie pour l'hiver 2016-2017 alors que ce même 500 MW peut apparaître comme une réception garantie dans le bilan de la zone du Québec.

Par contre, le partage de réserve n'est pas réservé exclusivement pour un réseau en particulier mais il résulte du fait que la réserve requise de l'ensemble des réseaux interconnectés, par exemple du NPCC, ne devrait pas équivaloir à la somme des réserves requises des réseaux du NPCC mais bien à une valeur moindre par le seul principe de l'indépendance des aléas de chacun des réseaux.

Plusieurs passages du document du NPCC intitulé *Review of interconnexion assistance reliability benefits*³⁰ sur le calcul et la prise en compte du partage de réserve sont pertinents pour le présent dossier :

Page 10 :

« *Each NPCC Area is responsible for demonstrating that sufficient resources are available to meet its load and operating reserve in accordance with the NPCC Criteria, taking into consideration the potential benefit arising from reserve sharing through interconnections with neighboring Areas.* » (Nous soulignons)

²⁹ https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf , page 6.

³⁰

https://www.npcc.org/Library/Interconnections%20Assistance%20Reliability%20Benefits/RCC_Approved_CP-8_Tie_Benefit_Report_2016-03-02.pdf .

« The Tie Benefits Methodology used in this Review is a multi-step process that seeks to determine the amount of “perfect capacity” (capacity with no planned or forced outages) which, when added to an Area that has been isolated from the remainder of NPCC, allows the Area to maintain the same level of reliability, in terms of daily LOLE (loss-of-load expectation in days/year), as it had when interconnected. » (Nous soulignons)

While the amount of interconnection assistance that an Area receives from neighboring Areas will vary from hour to hour throughout the year, depending on its load, unit outages, etc., this study sought to determine an annual value of interconnection assistance which, if perfectly available for the entire year (in place of the actual interconnections with surrounding Areas) would enable the Area to maintain the same level of reliability, as measured in terms of daily LOLE as if the actual interconnections were present. This single MW value for an Area will be referred to as its Annual Tie Benefit. In this review, the Annual Tie Benefit includes both the non-firm emergency assistance into an Area and the net Area import from firm scheduled transactions between Areas. » (Nous soulignons)

En d’autres mots, la quantité de partage de réserve évaluée dans ce rapport est une puissance pure qui peut être considérée garantie dans les bilans de puissance. L’évaluation de la valeur de partage de réserve sur laquelle chaque réseau peut compter est faite par le NPCC avec la collaboration de chacun des réseaux dont le Distributeur et elle tiennent compte des bilans de puissance de chacun des réseaux en plus des limites de transport des réseaux et de leurs interconnexions.

D’ailleurs, le NPCC insiste sur l’importance que chaque réseau fournisse la meilleure information disponible lorsqu’il dépose ses démonstrations de fiabilité en puissance au NPCC afin justement que les valeurs d’assistance utilisées par les réseaux soient fiables³¹ :

« The NPCC role in monitoring conformance with the NPCC Directory #1 - Design and Operation of Bulk Power System is essential because under this criterion, each Planning Coordinator determines its resource requirements by considering interconnection assistance from other Planning Coordinators, on the basis that adequate resources will be available in those Planning Coordinator Areas. Because of this reliance on interconnection assistance, inadequate resources in one Planning Coordinator Area could result in adverse consequences in another Planning Coordinator Area. » (Nous soulignons)

La dernière évaluation du potentiel de partage de réserve a été faite en 2015 et elle a conduit aux valeurs suivantes qui apparaissent à la page v du rapport du NPCC³² :

³¹ https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf , Appendice D, page 1.

³² https://www.npcc.org/Library/Interconnections%20Assistance%20Reliability%20Benefits/RCC_Approved_CP-8_Tie_Benefit_Report_2016-03-02.pdf .

Table EX – 1
Comparison of Assumed and Estimated
ANNUAL INTERCONNECTION ASSISTANCE – MW

NPCC Area (2015 Review)	Tie Assistance Reported in 2015 NPCC Area Review of Resource Adequacy ¹	Net Firm Imports assumed at time of Peak (MW) (2016/2020)	Available Estimated Annual Tie Benefit for 2016 At Criteria/As Is	Available Estimated Annual Tie Benefit for 2020 At Criteria/As Is
Québec	1,600 ²	766/931	3,402/3,491	3,592/3,789
Maritimes	300 ³	-200/0	423/702	523/1,012
New England	1,847 – 1,990 ⁴	1,516/-5	3,454/3,485	3,214/3,487
New York	4,135 ⁵	1,727/2,225	8,571/9,774	8,311/9,632
Ontario	300 – 1,350 ⁶	0	3,852/4,094	4,414/4,703

La note de bas de page 2 indique, pour le Québec :

« The NPCC 2014 Quebec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy reported 1,100 MW of winter capacity purchases from New York; the NPCC 2015 Quebec Balancing Authority Area Interim Review of Resource Adequacy assumed a higher firm capacity import due to a new capacity sharing agreement between Québec and Ontario (500 MW for winter 2015-2016 and 2016-2017) for the base case scenario. »

On peut déduire que la valeur de 1600 MW pour le Québec représente 1100 MW que le Distributeur considère comme contribution des marchés de court terme plus 500 MW de l'entente d'échange entre l'Ontario et le Québec.

Le rapport explique que, par exemple pour le Québec, la valeur maximale (« As Is ») du partage de réserve de 3789 MW pour 2020 représente la valeur sur laquelle le Québec pourrait compter en considérant la situation de surplus prévue pour l'ensemble des réseaux voisins; la valeur minimale (« At Criteria ») de 3592 MW est la valeur qui pourrait être retenue dans l'hypothèse où tous les réseaux voisins avaient un bilan de puissance équilibré, c'est-à-dire avec une espérance de perte de charge de 2,4 heures par année.

La deuxième colonne du tableau EX-1 du NPCC plus haut montre que tous les réseaux voisins considèrent un partage de réserve dans leur bilan de puissance. Par exemple, l'Ontario, dans sa plus récente démonstration de fiabilité, indique que³³ :

« Ontario's interconnections with Manitoba, Minnesota, Quebec, New York and Michigan and the resultant tie-benefits are used as needed, within the constraints of the inter-tie transfer capabilities and the most recent NPCC Tie Benefits Study. »

³³

<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/IESO%202015%20Comprehensive%20Review%20Resource%20Adequacy%20Approved%20by%20the%20RCC.pdf> , page 7.

To meet the criteria for the period of consideration, in addition to Ontario's existing and planned resources, limited use of EOPs and interconnection assistance of up to 1,350 MW are required in this study for some calendar years and demand scenarios. However, if planned outages are rescheduled, then only 300 MW of tie benefits are needed for the year 2019. »
(Nous soulignons)

L'Ontario n'utilise pas son plein potentiel de partage de réserve tout simplement parce qu'elle se limite au partage de réserve dont elle a besoin pour équilibrer son bilan de puissance.

Dans le cas du Québec, il a choisi de s'imposer une contrainte plus sévère qui exige le raffermissement systématique du partage de réserve³⁴ :

« It is important to note that Hydro-Québec no longer counts on reserve sharing with other areas unless there are firm reservation or commitment for both generation and transmission. It is Hydro-Québec position that, with the new open market approach, generation and transmission must be secured on a commercial basis to ensure their future availability. »
(Nous soulignons)

La FCEI n'est pas d'accord avec cette approche du Distributeur. Si celui-ci veut s'imposer des contraintes plus sévères que celles requises par le NPCC, la FCEI est d'avis que la clientèle ne devrait pas être affectée.

2.4.3. Contribution des marchés à inscrire au bilan de puissance

La Régie, dans sa décision sur le dernier Plan d'approvisionnement du Distributeur, a retenu une valeur de 1500 MW pour la contribution des marchés de court terme à inscrire au bilan de puissance avec les commentaires suivants³⁵ :

« [161] Pour le moment, la Régie est satisfaite des résultats obtenus par le Distributeur pour la contribution des marchés de court terme. Cependant, elle lui demande de poursuivre ses travaux afin d'augmenter la valeur de cette contribution puisque le potentiel pourrait être plus important que 1500 MW.

[162] La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, le résultat de ses démarches. » (Nous soulignons)

La FCEI constate que le Distributeur ne propose pas d'augmenter la contribution des marchés de court terme mais qu'il propose plutôt de la diminuer à 1100 MW³⁶.

Tout d'abord, comme elle l'a exprimé plus haut, la FCEI n'est pas d'accord avec la position du Distributeur selon laquelle, pour qu'il puisse inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan en puissance, celui-ci devrait absolument être en mesure de contracter des transactions de type UCAP avec des tiers qui dédient des équipements pour couvrir ses besoins³⁷.

³⁴ https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Hydro-Quebec_98.pdf, page i.

³⁵ Décision D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 40, paragraphes 161 et 162.

³⁶ B-0009, HQD-1, document 2.3, page 53.

³⁷ B-0009, HQD-1, document 2.3, page 50.

De plus, la FCEI constate que le Distributeur ne retient que les contributions de New York et élimine d'emblée les contributions de régions comme le Labrador, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre, l'Ontario³⁸ alors que l'ensemble de ces régions a une contribution importante telle que confirmée par les analyses du NPCC sur le partage de réserve mentionnées plus haut qui, en principe, tiennent compte de toutes les contraintes pouvant limiter les contributions sur lesquelles le Québec peut compter.

Dans le cas du Nouveau-Brunswick, le Distributeur ne conclut pas à l'impossibilité d'avoir accès à de la puissance à court terme pour des quantités qui peuvent être évaluées de façon horaire par le Transporteur³⁹. La FCEI est d'avis qu'une telle contribution n'est pas nulle et qu'elle devrait être considérée par le Distributeur.

Selon le Distributeur, la contribution de la Nouvelle-Angleterre est presque nulle, surtout en période de pointe⁴⁰. La FCEI demeure perplexe suite à cette conclusion alors que 40 transactions d'achat ont été réalisées par le Distributeur auprès de la bourse du NE ISO en 2014 et 21 en 2015 et ce, notamment, lors des périodes de pointe annuelle du 22-24 janvier 2014 et du 8 janvier 2015⁴¹.

En provenance de l'Ontario (OPG, Cargill, TransAlta, Powerex, IESO), la FCEI constate aussi des achats importants en 2014 et en 2015 qui sont même supérieurs à ceux effectués auprès de New York⁴².

Finalement, la FCEI s'étonne de l'absence, dans l'analyse détaillée des marchés, de la contribution des marchés de court terme en provenance du Québec qui, par définition, n'est pas comprise dans le potentiel de partage de réserve évalué par le NPCC. Dans cette analyse, le Distributeur ne semble pas considérer la marge de manoeuvre dont dispose la zone de réglage du Québec au-delà des ressources requises pour le respect du critère de suffisance des ressources en puissance.

La FCEI est d'avis que cette omission irait aussi à l'encontre de la décision de la Régie dans le dernier Plan d'approvisionnement⁴³ :

« [189] La Régie demande au Distributeur d'intégrer au prochain plan d'approvisionnement une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes. » (Nous soulignons)

Par exemple, le Producteur montrait un surplus de 689 MW pour l'hiver 2016-2017⁴⁴, suite notamment à l'entente d'achat de puissance de 500 MW auprès de l'Ontario.

³⁸ B-0009, HQD-1, document 2.3, pages 50 à 53.

³⁹ B-0009, HQD-1, document 2.3, pages 50 et 51.

⁴⁰ B-0009, HQD-1, document 2.3, page 51.

⁴¹ B-0042 et B-0043.

⁴² B-0042, page 2 et B-0043, page 2.

⁴³ Décision D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 46, paragraphe 189.

⁴⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-013_Criteres/HQD_AnnexeC_12dec2016.pdf

En réponse à une demande de renseignement de la FCEI, le Distributeur répond qu'il ne connaît pas la marge de manœuvre (en MW) de la zone de réglage du Québec sur la période du Plan⁴⁵. Pourtant, le 31 décembre 2016, le NPCC a publié le *Long Range Adequacy Overview*⁴⁶ suite à un exercice auquel a participé le Distributeur. L'information demandée par la FCEI apparaît à la page 69 de ce document et est reproduite ici :

Peak Season Demand, Resources, and Reserve Margins

Demand (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total Internal Demand	38,150	38,521	38,875	39,130	39,415	39,689	39,939	40,167	40,388	40,625
Demand Response	2,168	2,238	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318
Net Internal Demand	35,982	36,283	36,557	36,812	37,097	37,371	37,621	37,849	38,070	38,307
Resources (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Anticipated	41,217	41,847	42,348	42,746	42,746	42,746	42,746	42,746	42,746	42,746
Prospective	42,317	42,947	43,448	43,846	43,846	43,846	43,846	43,846	43,846	43,846
Reserve Margins (%)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Anticipated	14.55%	15.34%	15.84%	16.12%	15.23%	14.38%	13.62%	12.94%	12.28%	11.59%
Prospective	17.61%	18.37%	18.85%	19.11%	18.19%	17.33%	16.55%	15.85%	15.17%	14.46%
Reference Margin Level	12.20%	12.70%	12.70%	12.70%	12.70%	12.70%	12.70%	12.70%	12.70%	12.70%
Excess/Shortfall (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Anticipated	845	957	1,149	1,259	938	629	347	91	(159)	(426)
Prospective	1,945	2,057	2,249	2,359	2,038	1,729	1,447	1,191	941	674

On peut constater à la dernière ligne du tableau que la zone du Québec, même en comptant un partage de réserve limité de 1100 MW, prévoit des surplus de puissance importants sur tout l'horizon du Plan.

D'ailleurs, une telle situation chronique de surplus prévus n'est pas nouvelle comme l'illustre la figure suivante⁴⁷ :

⁴⁵ B-0032, HQD-3, document 3, page 26 et 27, réponse 10.1.

⁴⁶

[https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016LongRangeOverview\(Approved%20by%20the%20RCC%20December%206%202016\).pdf](https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016LongRangeOverview(Approved%20by%20the%20RCC%20December%206%202016).pdf) .

⁴⁷

[https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016LongRangeOverview\(Approved%20by%20the%20RCC%20December%206%202016\).pdf](https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016LongRangeOverview(Approved%20by%20the%20RCC%20December%206%202016).pdf) , page 40.

Area LOLE - Expected Load

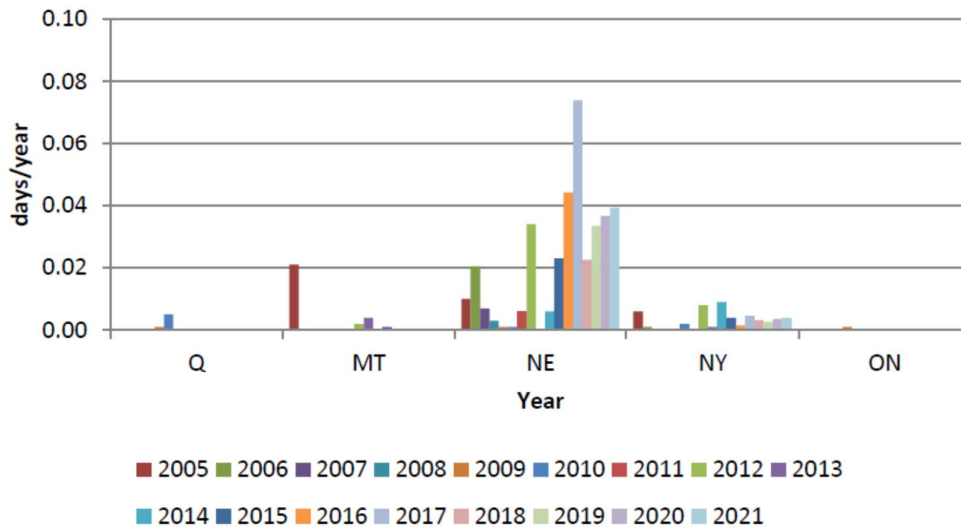


Figure 13(b) – Combined Summary of Estimated Annual NPCC Area LOLE (Base Case)

En effet, la zone du Québec (Q) montre des espérances de pertes de charge prévues (« LOLE ») pratiquement nulles sur l’horizon 2005-2021, sauf pour l’année 2010 avec une valeur quand même inférieure à 0,001 journée par année (14 minutes), soit dix fois moins que le critère de fiabilité visé de 0,1 jour par année (2,4 heures).

Suite à ce qui précède, la FCEI est d’avis que le Distributeur pourrait facilement rehausser la contribution des marchés de court terme jusqu’à 3000 MW éventuellement mais elle recommande de retenir, pour l’instant, une valeur conservatrice de 2000 MW sachant que celle-ci est suffisante pour combler les besoins sur l’horizon du Plan.

En conclusion de ce chapitre, la FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de :

1. Respecter le paragraphe 150 de la décision D-2015-179 sur la présentation du bilan de puissance.
 2. Prioriser les marchés de court terme par rapport à l’électricité interruptible à moins d’une démonstration économique en faveur du contraire.
 3. Ne plus réserver à l’avance des achats de puissance de court terme à chaque année à moins d’une démonstration en faveur du contraire.
 4. Compter, pour l’instant, une contribution des marchés de court terme de 2000 MW dans les bilans de puissance.
3. Achats d’énergie de court terme

Dans la foulée de la proposition par le Distributeur d’un nouvel indicateur pour le prix des achats de court terme dans le cadre du dossier R-3980-2016, la FCEI se questionne quant à l’optimalité de la séquence et des modalités de détermination des achats de court terme du Distributeur dans un souci de minimisation des coûts des achats.

La FCEI a participé à la séance de travail du 28 février 2017 sur la *Procédure d’approvisionnement de court terme sous dispense*⁴⁸. Dans le présent chapitre, la FCEI apporte ses commentaires et préoccupations concernant certains sujets discutés lors de cette séance mais d’abord, la FCEI considère que le sujet n’est pas complet sans le traitement d’un morceau important des achats de court terme, soit la planification et la gestion de l’utilisation des bâtonnets patrimoniaux. La FCEI prend acte de la décision de la Régie sur la tenue d’une séance de travail portant sur l’allocation des bâtonnets à être organisée après le dépôt du prochain État d’avancement du Plan⁴⁹ et elle réservera d’autres commentaires suite à celle-ci.

Dans ce chapitre, la FCEI formule des commentaires plus spécifiquement sur les délais d’engagement des achats d’énergie de court terme et sur l’analyse de la volatilité des prix.

En 2015, le Distributeur a procédé à des achats d’énergie de court terme de 2 996 GWh pour 252,5 M\$. La majeure partie de ces achats, soit 2 898 GWh pour 248,9 M\$, a été réalisée pendant les trois premiers mois de l’année⁵⁰.

La FCEI a analysé les délais d’appel de toutes les transactions des trois premiers mois de l’année 2015 et les résultats apparaissent au tableau 3 qui suit. Il est à noter que la FCEI a dû faire l’hypothèse que les transactions qui couvrent une période de plus d’une journée sont réparties également entre ces journées, étant donné que les données journalières et horaires ne sont pas disponibles.

Tableau 3
Achats d’énergie de court terme par délai de programmation
Trois premiers mois de 2015

Délai de programmation (jours)	Énergie (MWh)	Coût (\$)	Prix moyen (\$/MWh)
0	22 088	2 340 077	105,94
1	31 510	3 798 102	120,54
2	1 413 000	123 995 796	87,75
3	671 699	46 956 942	69,91
4	438 723	38 974 821	88,84
5	128 694	12 468 700	96,89
6	78 259	8 047 272	102,83
7	70 792	7 432 477	104,99
8	43 464	4 915 424	113,09
TOTAL	2 898 229	248 929 612	85,89

⁴⁸ B-0023, HQD-4, document 1.

⁴⁹ A-0011, décision D-2017-038, page 6, paragraphe 16.

⁵⁰ B-0043, pages 2 et 3.

On peut constater du tableau 3 que 50 % de l'énergie achetée a été engagée à plus de 2 jours d'avis et même jusqu'à 8 jours à l'avance dans certains cas. Pourtant, le Distributeur indique que les délais de programmation des transactions bilatérales sont « *Variables selon la contrepartie, mais généralement l'avant-veille du début des livraisons* »⁵¹. Les délais sont beaucoup plus courts dans le cas des transactions sur les bourses énergétiques⁵².

La FCEI est préoccupée par le fait que le Distributeur ait engagé environ 50 % des transactions au-delà d'un délai de 2 jours lors des trois premiers mois de l'hiver 2015, sachant que plus on s'approche du temps réel, plus les erreurs de prévision s'amenuisent⁵³.

Le Distributeur fournit l'explication suivante⁵⁴ :

« Le Distributeur engage principalement ses approvisionnements de court terme deux jours à l'avance afin de maximiser les quantités offertes et ainsi augmenter la compétition entre les contreparties. D'abord, les contreparties actives sur les réseaux voisins peuvent faire un arbitrage entre valoriser leur énergie sur les marchés DAM ou la vendre au Distributeur. Les sollicitations doivent donc avoir lieu avant la fermeture de ces marchés. De plus, cette mécanique permet au Distributeur d'avoir lui aussi accès au marché de New York si les prix obtenus sont plus élevés que l'anticipation des prix dans le marché de New York ou si les quantités nécessaires dépassent les quantités offertes par les contreparties. Cela permet d'obtenir pour une grande partie des approvisionnements de court terme un prix moins volatile qui n'est pas influencé par les événements en temps réel sur les réseaux voisins comme les prix en temps réels (sic) peuvent l'être. » (Nous soulignons)

D'abord, la FCEI constate que l'affirmation du Distributeur selon laquelle il engagerait « principalement » les approvisionnements de court terme deux jours à l'avance n'est pas vérifiée en réalité pour les trois premiers mois de 2015, selon le tableau 3 plus haut.

Ensuite, le Distributeur mentionne des notions de volatilité des prix sans vraiment en démontrer la pertinence par des faits. D'ailleurs, le tableau 3 indique que les prix unitaires de 4 à 8 jours à l'avance ne sont pas meilleurs que ceux de deux jours à l'avance. Pour vraiment démontrer la variation des prix en fonction des délais, une analyse approfondie heure par heure devrait être faite. De plus, une analyse des délais optimaux devrait aussi tenir compte de l'amélioration des erreurs de prévision plus on s'approche du temps réel.

Le Distributeur ne procède pas à ce genre d'analyse et la FCEI est d'avis que la Régie devrait exiger qu'il le fasse à chaque année dans le cadre de la cause tarifaire pour justifier ses achats d'énergie de court terme de l'année précédente et qu'il justifie par des faits et des analyses économiques sa stratégie sur les délais d'engagement des achats d'énergie de court terme.

⁵¹ B-0023, HQD-4, document 1, page 3.

⁵² B-0023, HQD-4, document 1, page 7.

⁵³ Voir par exemple R-3980-2016, B-0076, HQD-16, document 3, pages 24 et 25, réponses 10.2.

⁵⁴ R-3980-2016, B-0076, HQD-16, document 3, page

Lors de la séance de travail du 28 février 2017, le Distributeur a décrit un exemple de procédure d'engagement des achats qui préoccupe la FCEI. En effet, les délais d'appel pour le « *Day Ahead Market* » du NY ISO sont de 5h a.m. la veille⁵⁵. Or, le Distributeur a indiqué qu'il plaçait ses demandes plutôt vers 16h00 l'avant-veille, prolongeant ainsi le délai de 13 heures. De l'avis de la FCEI, un tel délai prolongé indûment n'est pas acceptable étant donné les sommes importantes impliquées.

Le Distributeur a expliqué ce choix par le fait que la prévision météorologique faite par la division TransÉnergie n'est pas mise à jour la nuit. La FCEI juge que cette explication n'est pas acceptable étant donné les possibilités des divers services de météorologie disponibles sur le marché. Si les besoins du Distributeur et de sa clientèle ne sont pas bien servis, la FCEI est d'avis qu'il est de sa responsabilité de se doter des bons services de prévision adaptés à ses besoins. Subsidièrement, le Distributeur pourrait tirer avantage de la mise à jour de la prévision de la demande d'électricité émise par la division TransÉnergie à toutes les 20 minutes⁵⁶ afin de procéder aux demandes d'achats DAM auprès du NY ISO à 5h00 la veille. L'analyse recommandée par la FCEI plus haut devrait identifier les coûts encourus par le Distributeur et sa clientèle suite à ce choix du Distributeur de procéder plutôt à ce type d'achats l'avant-veille à 16h00 comme il le fait.

Finalement, la FCEI est préoccupée par le fait que le Distributeur engage des quantités importantes d'achats d'énergie de court terme auprès du Producteur à l'avance alors qu'avec le contrat patrimonial, il pourrait s'engager à la dernière minute. Cet aspect pourra être approfondi suite à la séance de travail qui portera sur l'allocation des bâtonnets mentionnée plus haut.

4. Sommaire des recommandations

La FCEI soumet les recommandations suivantes :

- La FCEI recommande que les figures 3D-2 à 3D-5 de la pièce B-0009 présentent l'équilibre complet des approvisionnements sur les 8760 heures de l'année incluant les déficits et les surplus et que les données et calculs sous-jacents (incluant la contribution de chaque moyen d'approvisionnement) soient déposés dans un chiffrier en format électronique manipulable dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement.
- La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il présente les résultats du projet pilote portant sur la télécommande de tarif DT ainsi qu'une proposition commerciale ou tarifaire visant à améliorer la rentabilité du tarif DT au plus tard lors du dossier tarifaire 2019.
- La FCEI recommande que le suivi portant sur la recharge des véhicules électriques à être déposé par le Distributeur en suivi de la décision D-2017-022 soit bonifié pour inclure une évaluation de la diffusion des différentes technologies de recharge, l'évolution technologique au niveau de la recharge incluant les systèmes V2H et V2G, le portrait des solutions tarifaires et commerciales envisagées pour déplacer la recharge hors de la période de pointe, de même que la vision et la feuille de route du Distributeur pour la mise en place d'une solution. Elle demande également que ce suivi soit déposé au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2019.

⁵⁵ B-0023, HQD-4, document 1, page 7.

⁵⁶ B-0023, HQD-4, document 1, page 22.

- La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de :

1. Respecter le paragraphe 150 de la décision D-2015-179 sur la présentation du bilan de puissance.
2. Prioriser les marchés de court terme par rapport à l'électricité interruptible à moins d'une démonstration économique en faveur du contraire.
3. Ne plus réserver à l'avance des achats de puissance de court terme à chaque année à moins d'une démonstration en faveur du contraire.
4. Compter, pour l'instant, une contribution des marchés de court terme de 2000 MW dans les bilans de puissance.

- La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il présente, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, une analyse approfondie ex-post de ses achats hâtifs (plus de 48 heures d'avance) et une justification ex ante de l'optimalité de ses délais d'achat pour ses achats d'énergie de court terme de l'hiver précédent.