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

DEMANDE RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SUR L'HORIZON 2023-2032 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Préparé dans le cadre du dossier
R-4210-2022 Phase 1
de la Régie de l'énergie du Québec

Par
Antoine Gosselin

Le 8 mai 2023

Table des matières

1. Introduction **3**

2. Prévision des besoins **4**

2.1. Centres de données 4

2.2. Hydrogène vert 6

2.3. Véhicules électriques 7

3. Hilo **9**

4. Bilans en énergie et puissance **9**

5. Le Tarif de développement économique (TDÉ) **10**

6. Sommaire des recommandations **11**

1. Introduction

Le 3 novembre 2022, le Distributeur déposait son plan d'approvisionnement 2023-2032 (le « **Plan** »).

Le 9 novembre 2022, le gouvernement du Québec publiait le Décret 1697-2022 (le « **Décret** »), lequel indiquait ses préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes à l'égard du Plan. Ces préoccupations portent sur :

- La suffisance des approvisionnements en électricité propre pour favoriser :
  - la transition énergétique et l'électrification de l'économie;
  - l'atteinte des cibles de réduction de gaz à effet de serre; et
  - l'accroissement de la prospérité collective du Québec.
- L'accroissement de la prospérité collective du Québec pour :
  - s'assurer que l'utilisation de l'énergie à la disposition d'Hydro-Québec soit alignée avec les besoins des filières stratégiques identifiées au Plan pour une économie verte 2030 ou dans le cadre de stratégies sectorielles du gouvernement du Québec.

Le gouvernement du Québec mentionne également le besoin de conserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques ainsi que pour la transition énergétique et le risque que représente l'attribution d'un bloc dédié d'énergie à un secteur spécifique pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires.

Le 16 février 2023, la *loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité* (la « **Loi** ») est sanctionnée. Cette loi a notamment pour effet de limiter l'obligation de desservir d'un titulaire de droit exclusif aux demandes de moins de 5 MW. Lorsqu'une demande excède 5 MW, le titulaire de droit exclusif doit obtenir l'autorisation du ministre pour distribuer de l'électricité. Avant de délivrer une autorisation de distribution, le ministre tient notamment compte des capacités techniques du titulaire d'un droit exclusif pour le raccordement ainsi que des retombées économiques et des impacts sociaux et environnementaux de l'utilisation de l'électricité demandée.

C'est dans le contexte du Décret et de nouvelles obligations et exigences imposées par la Loi que la FCEI a analysé la demande du Distributeur. À la lumière de cette analyse, la FCEI conclut que la prévision des besoins en énergie et puissance présentés par le Distributeur relativement aux centres de données, à la production d'hydrogène vert et à l'électrification des transports est inadéquate et contribue à une surévaluation significative des besoins en énergie et puissance. Cela altère l'équilibre des bilans et l'évaluation des coûts évités.

2. Prévision des besoins

2.1. Centres de données

Exception faite de l'électrification des transports, les centres de données représentent la plus importante source de croissance des besoins en énergie et puissance sur l'horizon du plan. Les besoins additionnels prévus par le Distributeur sont de 4,1 TWh et 561 MW.[1]

La FCEI soumet qu'il n'est pas justifié d'anticiper une telle croissance. Premièrement, le Décret indique clairement le désir de préserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques et la transition énergétique. Or, les centres de données ne font pas partie des filières stratégiques. Ainsi, considérant les préoccupations exprimées au Décret, il ne semble pas raisonnable de maintenir une attribution de ressources énergétiques aussi importante pour les centres de données.

Deuxièmement, la Loi exige l'approbation du gouvernement pour distribuer de l'énergie à des demandes de plus de 5 MW. Or, la majeure partie de la demande des centres de données provient de projets excédant ce seuil. À cet égard, le Distributeur indique que seulement 14 % de la demande de puissance actuelle est associée à des projets pour lesquels la puissance disponible est inférieure à 5 MW.[2] Ainsi, une part importante de l'enveloppe de croissance prévue par le Distributeur devra de toute évidence faire l'objet d'une telle approbation. Considérant le Décret, on peut raisonnablement conclure que si de l'énergie est octroyée aux centres de données, ce sera parce que la demande des filières stratégique se sera révélée moins importante que prévu. Il n'y a donc pas lieu d'en tenir compte.

Troisièmement, la Loi exige que le ministre, lorsqu'il analyse une demande de distribution de plus de 5 MW, tienne compte des retombées économiques et des impacts sociaux et environnementaux de l'utilisation de l'électricité demandée. La FCEI soumet qu'Hydro-Québec ne dispose d'aucune étude valable sur les retombées économiques des centres de données. En effet, la seule étude dont dispose le Distributeur date déjà de 6 ans, présente des faiblesses significatives et utilise une méthodologie qui n'est pas adaptée au contexte actuel. D'une part, cette étude est basée sur des projets en cours d'implantation.[3] Elle ne donne par conséquent pas une image fiable de l'apport des centres de données à terme, notamment au niveau de la création d'emploi. D'ailleurs, les hypothèses retenues dans l'étude quant au niveau de création d'emploi ne semblent pas refléter adéquatement la création d'emploi pour au moins un projet important à l'étude. En effet, l'étude de KPMG retient une valeur de 12 emplois par MW pour les centres en colocation[4] alors qu'un projet à venir de ce type prévoit environ 2 emplois par MW. [5]

---

[1] B-0009, pp. 12 et 21.
[2] B-0061, réponse 1.8.
[3] Analyse économique des centres de données, KPMG 2012, p. 4. https://www.hydroquebec.com/data/centre-donnees/pdf/hq-centres-de-donnees-kpmg.pdf
[4] Idem, p. 8.
[5] L'entreprise Vantage prévoit 300 emplois pour un projet de 143 MW selon l'article *Hydro-Québec prévoit une multiplication des centres de données*, Le Devoir, 11 novembre 2022.

D'autre part, l'indicateur relatif à l'apport économique des emplois créés n'est pas adapté au contexte actuel du marché du travail et ne reflète pas l'approche adoptée par le gouvernement en matière de création de valeur. En effet, l'étude définit la valeur ajoutée comme « l'ensemble de la rémunération des agents économiques québécois, soit la somme des salaires et gages avant impôt, des revenus nets des entreprises et des autres revenus bruts avant impôt ».[6] Si cette mesure peut être défendable dans un marché du travail présentant un excédent d'offres, elle n'est pas adaptée au contexte de pénurie de main-d'œuvre qui prévaut actuellement et qui, selon toute vraisemblance, demeurera présent pour de nombreuses années. Dans ce contexte, la valeur doit être calculée non pas sur la base de la contribution absolue des projets, mais plutôt sur celle de leur contribution relative à une utilisation alternative des ressources. Le premier ministre a d'ailleurs, à juste titre, fait référence à une telle approche en référence à la valeur des emplois créés.[7] Cette même logique d'impact relatif devrait également être appliquée aux bénéfices des entreprises, aux revenus de l'État et aux autres effets découlant des projets.

Ainsi, il n'y a au dossier aucune étude permettant de conclure que les centres de données seront en mesure de rencontrer une éventuelle exigence gouvernementale en termes de retombées économiques. De plus, le Distributeur indique ne pas juger utile de mettre à jour cette analyse.[8]

Finalement, le Distributeur indique ne pas pouvoir spéculer sur les décisions qui seront prises par le gouvernement du Québec pour les projets de plus de 5 MW, mais c'est précisément ce qu'il fait en présumant que 4,1 TWh de projets iront de l'avant.[9]

Tenant compte de l'ensemble de ces considérations, la FCEI soumet que les besoins relatifs aux centres de données devraient être limités à ceux découlant de la croissance de la consommation des abonnements existants[10] et des nouveaux abonnements de moins de 5 MW[11]. La FCEI évalue ces besoins à 0,6 TWh d'énergie et 78 MW de puissance sur l'horizon du plan.

Tableau 2.1 : Prévision FCEI des besoins en énergie et puissance – Centres de données

	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
Énergie (TWh)											
Besoins prévus par le Distributeur	0.9	1.0	1.1	1.3	1.9	2.5	3.1	3.6	4.2	4.7	5.1
Croissance des besoins - Distributeur	0.0	0.1	0.2	0.4	0.9	1.5	2.1	2.7	3.3	3.8	4.2
Croissance des besoins - FCEI	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6
Besoins prévus par la FCEI	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.5
Ajustement FCEI	0.0	-0.1	-0.2	-0.3	-0.8	-1.3	-1.8	-2.3	-2.8	-3.2	-3.6
Puissance (MW)											
Besoins prévus par le Distributeur	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Croissance des besoins - Distributeur	0	13	24	49	128	207	285	364	440	507	560
Croissance des besoins - FCEI	0.0	1.8	3.3	6.8	17.8	28.8	39.7	50.7	61.3	70.6	78.0
Besoins prévus par la FCEI	128.0	130	131	135	146	157	168	179	189	199	206
Ajustement FCEI	0.0	-11.2	-20.7	-42.2	-110.2	-178.2	-245.3	-313.3	-378.7	-436.4	-482.0

[6] KPMG 2012, p. 8.
[7] « C'est certain que si on a des emplois à 100 000 dollars par année qui remplacent d'autres emplois à 50 000 $ par année, ça amène des revenus additionnels au gouvernement du Québec » - François Legault. *Legault se défend de vouloir brader l'électricité*, Le Devoir, 19 janvier 2023.
[8] B-0061, réponse 1.11.
[9] B-0061, réponse 1.16
[10] Cette croissance correspond à 1,3% de la croissance du secteur. Voir B-0043, réponse 2.1.
[11] La FCEI retient l'hypothèse que 14% de la nouvelle demande est associée à des abonnements de moins de 5 MW. Voir B-0061, réponse 1.8.

2.2. Hydrogène vert

Le Distributeur prévoit un accroissement de la demande pour la production d'hydrogène vert de 2,3 TWh d'énergie et 293 MW de puissance sur l'horizon du plan.

Eu égard au besoin de puissance, le Distributeur confirme que, selon les discussions qu'il a eues avec les représentants de l'industrie, la production d'hydrogène peut être modulée à l'intérieur d'un court délai et qu'il est envisageable que la consommation d'électricité de cette industrie soit interruptible. [12,13] Cette conclusion est supportée par différents travaux, dont ceux du Natural Renewable Energy Laboratory, qui conclut que la production d'hydrogène est adaptée pour offrir un service de gestion de la demande.[14]

> « As noted from the tests performed, it is possible for electrolyzers to respond within minutes for a set-point change or a full shutdown. As with the end-user energy management, the duration is not a concern, assuming that there is sufficient hydrogen stored to satisfy the hydrogen customers. This rapid response allows for T&D planners to utilize electrolyzers located on congested lines to reduce transmission line congestion by lowering the electric demand from the electrolyzers. »

Le Distributeur mentionne cependant avoir considéré un apport marginal de la production d'hydrogène vert aux moyens de gestion de la demande de puissance.[15] La FCEI juge que cette approche est indûment conservatrice. Dans la mesure où la production d'hydrogène est modulable dans de courts délais, il paraît hautement probable que le Distributeur et/ou le gouvernement trouveront un terrain d'entente avec les acteurs de cette industrie pour qu'ils participent à la gestion de la demande en puissance, voire l'imposent, d'autant plus que la distribution d'électricité relative à ces demandes devra faire l'objet d'une approbation gouvernementale.

Pour les fins du bilan en puissance, la FCEI fait l'hypothèse que 50 % de la puissance de cette industrie est interruptible en vertu des modalités de l'option d'électricité interruptible.

Tableau 2.2 : Prévision de la FCEI des besoins en puissance – Hydrogène

	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
Puissance (MW)											
Besoins prévus par le Distributeur	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Besoins prévus par la FCEI	0.0	0.0	6.0	17.0	24.5	33.0	57.0	81.0	113.0	129.5	146.5
Ajustement FCEI	0.0	0.0	-6.0	-17.0	-24.5	-33.0	-57.0	-81.0	-113.0	-129.5	-146.5

[12] B-0061, réponse 2.7.
[13] B-0061, réponse 2.8.
[14] Eichm et al., *Novel Electrolyzer Applications: Providing More Than Just Hydrogen*, NREL 2014.
[15] B-0061, réponse 2.9.

2.3. Véhicules électriques

Effacement de la recharge en pointe

Le Distributeur base sa prévision des besoins en énergie et puissance pour les véhicules électriques sur une croissance du nombre de véhicules amenant le parc à 2,2 millions de véhicules électriques en 2032 représentant 39% du parc automobile québécois.[16] Plus de 80 % de la recharge de ces véhicules est attribuable au secteur résidentiel.[17] Cette croissance du parc de véhicules électriques semble suivre une courbe de progression géométrique, de sorte que le nombre de véhicules ajoutés chaque année est d'abord modeste, puis augmente de plus en plus dans les dernières années du plan. Cela se traduit par une augmentation du besoin en puissance prévu par le Distributeur d'environ 1100 MW en seulement trois années, entre 2028-2029 et 2031-2032, sur un total en 2031-2032 de 1799 MW.[18] En d'autres termes, près des deux tiers du parc de véhicules électriques se constituent au cours de ces seules trois années.

La FCEI note que le Distributeur ne prévoit pas ou peu d'effacement de la recharge des véhicules électriques à la pointe. Notamment, entre 2028-2029 et 2031-2032, le bilan en puissance ne présente aucune contribution additionnelle de la tarification dynamique ou de Hilo.

La FCEI soumet que cette hypothèse est déraisonnable. Il est clair que, pour la vaste majorité des propriétaires de véhicules électriques, il n'est d'aucune utilité de procéder à la recharge de son véhicule lors des heures de pointe du soir. La recharge de véhicules électriques peut très bien s'opérer après les heures de pointe et durant la nuit sans impact significatif sur le bien-être des propriétaires. De plus, avec l'augmentation de la taille des batteries, beaucoup de propriétaires peuvent s'abstenir de recharger pendant quelques jours, tout comme, évidemment, les propriétaires de voitures hybrides rechargeables. Par conséquent, le déplacement de la recharge de véhicules électriques devrait être une cible prioritaire pour la gestion des besoins de pointe, d'autant plus que l'impact sur le besoin en puissance est énorme et continuera sa progression de manière tout aussi importante après 2032. Si rien n'est fait, la contribution de la recharge de véhicules électriques à la pointe atteindra à terme environ 5 000 MW.

Le Distributeur indique être à l'affût de toutes les offres qui pourraient lui permettre de réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et que ces offres pourraient prendre la forme d'un signal de prix par le biais d'une tarification différentiée dans le temps ou d'appuis visant l'installation de bornes de recharge connectées.[19] Cela est certes souhaitable, mais il est étonnant que le Distributeur n'ait pas intégré cet effacement dans ses prévisions, d'autant plus qu'il mentionne des analyses en cours sur l'impact de l'aspect comportemental lié au déplacement de la charge[20] ainsi qu'au contrôle de la recharge[21] et qu'Hydro-Québec

[16] B-0009, p. 12.
[17] B-0009, p, 13.
[18] *Idem*, p, 21, tableau 5.3.
[19] B-0061, réponse 3.17.
[20] B-0067, réponse 4.5.
[21] B-0105, réponses révisée 1.7.1

elle-même offre, via sa filiale Hilo, une solution visant à déplacer la recharge depuis l'automne 2022.

La FCEI soumet que, peu importe le résultat de ces tests et initiatives, des objectifs ambitieux d'effacement doivent être établis et les moyens qui s'imposent mis en place pour les atteindre. Partout dans le monde, les distributeurs d'électricité et régulateurs se préparent présentement à l'arrivée massive des véhicules électriques et à leur impact sur la demande de pointe. Plusieurs projets-pilotes en cours dans différentes juridictions montrent qu'il est possible de déplacer cette charge. Notamment, des initiatives tarifaires en Californie présentent des réductions d'environ 50% de la recharge en pointe chez les distributeurs Pacific Gas & Electric et Southern California Edison.[22] Le distributeur Avista n'a, quant à lui, observé aucune incidence négative chez ses clients alors que leur puissance de recharge en pointe était réduite de 75%.[23] Plusieurs distributeurs ont également déjà mis en place des options de contrôle de la recharge ou des offres de tarification différentiée dans le temps spécifiques aux véhicules électriques.

La FCEI soumet que de rester passif au Québec face à cet enjeu n'est tout simplement pas envisageable. **La FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de soumettre, dans les six mois suivant sa décision dans le présent dossier, un plan d'action visant le déplacement de la recharge des véhicules électriques et d'exiger un suivi de sa mise en œuvre au prochain dossier tarifaire, puis annuellement.**

Pour les fins du présent dossier, la FCEI retient un effacement de 50 % de la recherche de véhicules électriques à la pointe. Cela dit, un objectif plus ambitieux ne devrait pas être exclu.

Tableau 2.3 : Prévision des besoins en puissance – Véhicules électriques

	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
Puissance (MW)											
Besoins prévus par le Distributeur	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Besoins prévus par la FCEI	**0.0**	**0.0**	**6.0**	**17.0**	**24.5**	**33.0**	**57.0**	**81.0**	**113.0**	**129.5**	**146.5**
Ajustement FCEI	**0.0**	**0.0**	**-6.0**	**-17.0**	**-24.5**	**-33.0**	**-57.0**	**-81.0**	**-113.0**	**-129.5**	**-146.5**

Recharge bidirectionnelle (V2H)

Dans une perspective de gestion des besoins en énergie, la FCEI soumet qu'il est également impératif que le Distributeur mette en œuvre des efforts importants pour se préparer et favoriser la recharge bidirectionnelle. Cette technologie permet de renverser le flux électrique et d'alimenter la maison en électricité à partir de l'électricité emmagasinée dans la batterie du véhicule. En plus d'offrir une source d'énergie d'appoint en cas de panne de courte durée, le potentiel de gestion de la pointe et des approvisionnements en général offert par cette technologie est considérable et des bénéfices financiers significatifs pourraient en résulter pour Hydro-Québec et sa clientèle.

[22] https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=235721&DocumentContentId=68670
[23] https://www.myavista.com/-/media/myavista/content-documents/energy-savings/electricvehiclesupplyequipmentpilotfinalreport.pdf

L'ajout de centaines de milliers de véhicules électriques au parc automobile au cours des prochaines années représente une opportunité unique de favoriser l'installation d'équipement de recharge et l'acquisition de véhicules qui supportent cette technologie alors que l'offre de véhicules offrant cette possibilité est en pleine croissance.[24]

La FCEI est préoccupée par les réponses produites par le Distributeur relativement à cet enjeu. Celui-ci indique qu'il ne dispose pas d'analyses relatives à cette technologie du fait qu'il s'agit d'une technologie récente.[25] Avec égard, cette technologie est discutée depuis de nombreuses années et son déploiement était prévisible. Hydro-Québec elle-même évoquait la recharge bidirectionnelle dès 2019.[26] De nombreux projets pilotes sont en cours un peu partout sur cette technologie, dont l'un chez Nova Scotia Power.[27]

La FCEI soumet que le Distributeur doit en évaluer le potentiel de manière prioritaire et élaborer des moyens pour en favoriser l'adoption. **La FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de soumettre, dans les six mois suivant sa décision dans le présent dossier, une évaluation du potentiel de déplacement de charge de cette technologie ainsi qu'un plan d'action visant son adoption et son déploiement, puis d'exiger un suivi de sa mise en œuvre au prochain dossier tarifaire et annuellement par la suite.**

3. Hilo

Le Distributeur prévoit que la filiale Hilo offrira un effacement de 621 MW sur l'horizon du plan.[28] Le Distributeur précise toutefois que cette estimation repose exclusivement sur la clientèle résidentielle et n'inclut pas d'effacement de la clientèle affaires. Il mentionne que : « Comme le service à la clientèle affaires a été lancé en juin 2022, le Distributeur considère qu'il est prématuré de fournir le nombre de clients affaires inscrits et une estimation de l'effacement total attendu pour cette première période hivernale. Une estimation réaliste pour la période du Plan pourra être fournie après l'analyse de cette première période hivernale. »[29] La FCEI en conclut que l'effacement évalué pour la filiale Hilo constitue la borne inférieure de l'effacement attendu.

4. Bilans en énergie et puissance

Sur les bases des recommandations précédentes, la FCEI présente les approvisionnements additionnels requis en énergie et puissance ajustés suivants.

---

[24] Voir notamment B-0061, question 3, références xiii à xvi
[25] B-0061, réponses 3.18 à 3.22.
[26] La Presse, *Hilo d'Hydro-Québec : un programme pour optimiser sa consommation d'énergie*, le 12 novembre 2019.
[27] https://www.oeb.ca/sites/default/files/FEIWG-Meeting3-presentation-Vehicle-to-Building%20and%20Grid.pdf
[28] B-0077, tableau R-1.4
[29] B-0043, réponse 4.5

Tableau 3 : Approvisionnements de long terme additionnels requis en énergie et en puissance

	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
Besoins en énergie (TWh)											
Approvisionnements additionnels requis tels qu'évalués par le Distributeur	0	0	0	0	0	1.4	4	5.2	6.8	9.9	14
Ajustement FCEI pour centres de données	0.0	-0.1	-0.2	-0.3	-0.8	-1.3	-1.8	-2.3	-2.8	-3.2	-3.6
Approvisionnements additionnels requis incluant l'ajustement de la FCEI	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.1**	**2.2**	**2.9**	**4.0**	**6.7**	**10.4**
Besoins en puissance (MW)											
Approvisionnements additionnels requis tels qu'évalués par le Distributeur							850	1050	1400	1900	2550
Ajustement FCEI - Centres de données	0	-11	-21	-42	-110	-178	-245	-313	-379	-436	-482
Ajustement FCEI - Véhicules électriques	-45	-60	-83	-112	-149	-193	-255	-344	-470	-641	-900
Ajustement FCEI - Hydrogène vert	0	0	-6	-17	-25	-33	-57	-81	-113	-130	-147
Approvisionnements additionnels requis incluant les ajustements de la FCEI							293	312	438	693	1022
Contribution en puissance de besoins en énergie additionnelle (éolien)						0	291	384	532	889	1390
Nouveaux approvisionnements en puissance à long terme requis après contribution en							**2**	**-72**	**-94**	**-196**	**-368**

Il est à noter qu'en fonction des hypothèses retenues, les besoins en approvisionnements en énergie additionnelle de long terme sont reportés d'une année à 2027-2028. De plus, la contribution en puissance des approvisionnements additionnels requis, en supposant que ceux-ci sont constitués à 100% d'énergie éolienne (selon les paramètres actuels de l'entente d'intégration éolienne), est suffisante pour répondre à la totalité des besoins en puissance. Ainsi, la FCEI anticipe qu'il ne sera pas requis de procéder à des appels d'offres en puissance sur l'horizon du plan. La FCEI estime que ces prévisions sont conservatrices puisqu'elles limitent à 50% l'effacement de la production d'hydrogène et ne tiennent pas compte du potentiel offert ni par la recharge bidirectionnelle ni par la clientèle affaires dans le cadre de Hilo.

Par conséquent, la FCEI recommande que les coûts évités de long terme en énergie ne s'appliquent qu'à partir de 2027-2028.

Quant aux coûts évités de long terme en puissance, la FCEI évalue qu'ils ne devraient pas être applicables sur l'horizon du plan, voire au-delà. La FCEI précise que son évaluation du coût évité en puissance est largement indépendante de sa recommandation eu égard au centre de données ou de toute autre variation de demande industrielle non interruptible puisque le profil de l'énergie éolienne permet de répondre à cette demande tout au long de l'année en dégageant même des surplus lors de la période hivernale.

5. Le Tarif de développement économique (TDÉ)

Le Distributeur demande à la Régie de l'autoriser à ne plus accepter de demande au tarif de développement économique en vertu du dernier paragraphe de l'article 6.44 des Tarifs d'électricité.

La FCEI formulait cette même recommandation dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement 2020-2029. Elle juge que cette demande est tout aussi nécessaire aujourd'hui, considérant que ce rabais n'est pas rentable et au regard de la situation actuelle des approvisionnements. Elle appuie donc la demande du Distributeur.

6. Sommaire des recommandations

Considérant le cadre législatif et réglementaire, de même que le contexte économique, la FCEI formule les recommandations suivantes :

1) Réduire la prévision des besoins en énergie et puissance associés aux centres de données, comme détaillé à la section 2.1.

2) Réduire la prévision des besoins en puissance associés à l'hydrogène vert, comme détaillé à la section 2.2.

3) Réduire la prévision des besoins en puissance associés aux véhicules électriques, comme détaillé à la section 2.3.

4) Exiger un plan d'action et un suivi sur la gestion de la recharge des véhicules électriques.

5) Exiger un plan d'action et un suivi sur l'évaluation du potentiel et les moyens de favoriser l'adoption de la technologie V2H.

6) Appliquer le coût évité de long terme en énergie à partir de 2028.

7) Ne pas appliquer le coût évité de long terme en puissance sur l'horizon du plan.

8) Autoriser le Distributeur à ne plus accepter de demande d'adhésion au TDÉ.