Mémoire de l'AQCIE et DE LA FCEI

Demande relative à l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques

Préparé dans le cadre du dossier

R-4060-2018

de la Régie de l'énergie

Par

Jean-François Blain

et

Antoine Gosselin

Montréal, le 8 mars 2019

Amendé le 12 mars 2019

Tables des matières

1. Introduction 3
2. La notion d'effet induit 5
3. Quantification de l'effet induit par E3 10
4. Comparaison de l'effet induit avec la littérature 14
5. Ratio VEÉ :BRCC 19
6. Rentabilité 23
    a. La consommation annuelle par VÉ 23
    b. Revenu unitaire des recharges à domicile 25
    c. Effet induit 32
    d. Valeur résiduelle des investissements 32
7. Incertitude et prudence des investissements et dépenses 33
8. Recommandation sur le déploiement de borne 34
9. Suivi comptable 36
10. Demande de création d'un compte d'écart et de report 37
11. Sommaire des recommandations 40

1. Introduction

Le présent dossier déposé par HQD s'inscrit dans la démarche du Québec visant à accroître la mobilité durable. Les entreprises membres des intervenants AQCIE et FCEI souscrivent aux objectifs sociétaux de mobilité durable, mais ils sont préoccupés par l'utilisation des tarifs des consommateurs d'électricité d'Hydro-Québec à des fins qui devraient plutôt relever du Gouvernement. Ainsi, ils s'interrogent quant à certains aspects du projet tel que présenté par HQD.

En vertu de l'article 52.1.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie doit tenir compte des revenus requis pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques. À cette fin, elle doit notamment déterminer le montant nécessaire des dépenses ainsi que la juste valeur des actifs prudemment acquis et utiles à l'exploitation de ce service.

« 52.1.2 Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif suivant l'article 52.1, la Régie tient compte des revenus requis par le distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques visés à l'article 22.0.2 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5).

Ces revenus sont déterminés par la Régie en tenant compte notamment de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un tel service public, des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation de ce service et des revenus d'exploitation qu'en perçoit le distributeur d'électricité.

La Régie tient également compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. »

En vertu de cet article, le Distributeur présente un projet de déploiement de bornes de recharge rapides et demande à la Régie de :[1]

« ACCUEILLIR la présente demande pour l'année 2019, selon la preuve du Distributeur ;

ÉTABLIR la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour véhicules électriques selon la preuve du Distributeur ;

DÉTERMINER les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques selon la preuve du Distributeur ;

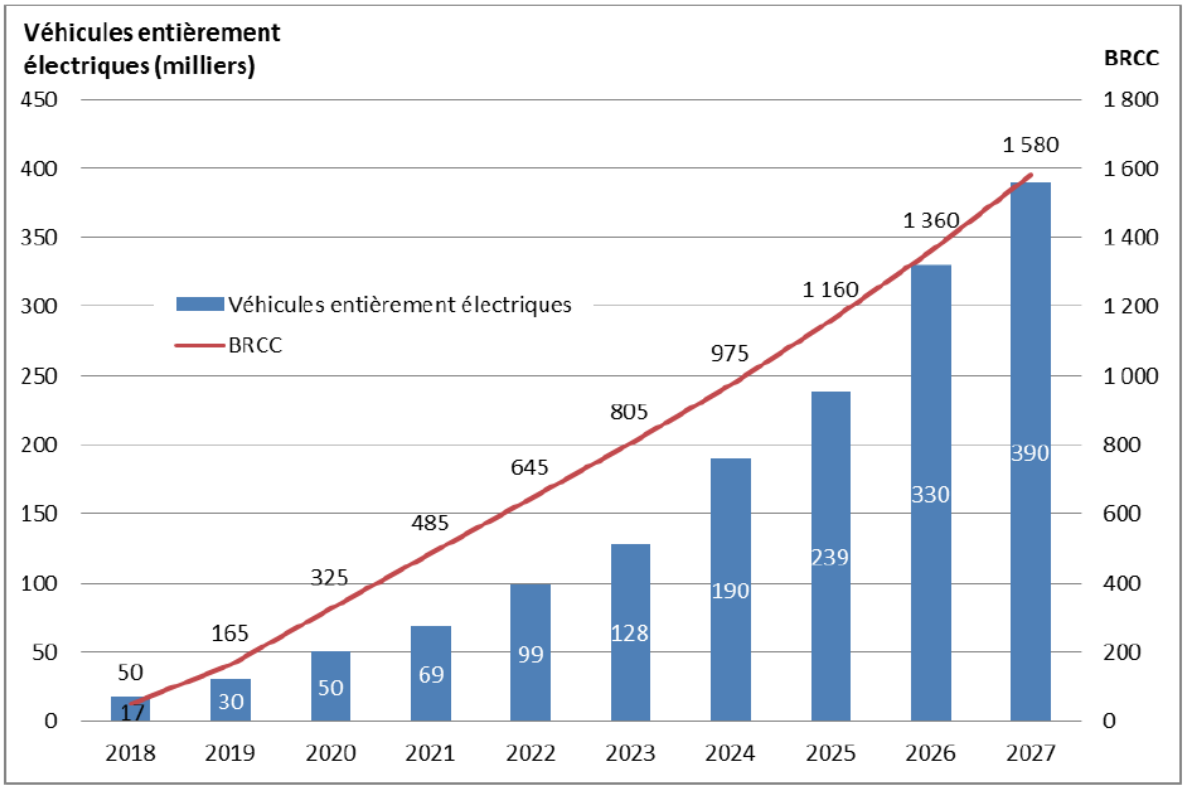
ACCORDER au Distributeur l'autorisation de créer, à compter de la date de la présente demande, un compte d'écarts et de reports, hors base de tarification et portant intérêt, pour y comptabiliser tous les coûts ayant un impact sur ses revenus requis associés à la Demande relative à l'établissement du service public de recharge rapide pour véhicules électriques qui

[1] B-0002, pp. 3 et 4

n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun, en considérant le mécanisme de réglementation incitative applicable au Distributeur. »

Le projet du Distributeur consiste à déployer au Québec 1580 bornes de recharges rapides (BRCC), entre 2018 et 2027, selon le profil de déploiement présenté à la figure 1 de sa preuve.[2]

FIGURE 1 :
PLAN DE DÉPLOIEMENT DES BRCC



L'investissement total requis pour réaliser ce projet est de 118 M$ et s'accompagne de dépenses d'environ 40 M$.[3]

Le Distributeur estime que ce projet est prudent puisque nécessaire, selon lui, à l'atteinte des objectifs de ventes du nombre de véhicules électriques (VÉ). L'analyse du Distributeur repose sur la notion d'effet induit selon laquelle l'ajout de bornes déclenche l'achat de véhicules entièrement électriques (VEÉ) qui ne se serait pas produit sans ajout de bornes ou avec un ajout de bornes moindre.

Afin de déterminer le profil de déploiement des bornes de recharge à courant continu (BRCC), le Distributeur combine ce principe et sa cible de croissance du nombre de VEÉ. Il

[2] B-0004, p. 16
[3] B-0004, tableaux 2 (p. 17) et 8 (p. 21)

en déduit, à rebours, le nombre de bornes nécessaire pour rencontrer la cible en fonction d'un ratio de 230 BRCC par VEÉ à l'horizon 2027.

De plus, le Distributeur évalue que le projet est rentable puisqu'il présente une valeur actuelle nette positive lorsque les revenus de ventes à domicile et aux bornes induites par le projet excèdent l'ensemble des coûts du projet.

Ainsi, la prudence du déploiement proposé repose sur la notion d'effet induit (ou sur la nécessité de déployer une quantité significative de bornes avant que le besoin ne se soit manifesté), sur la validité de la projection de croissance du nombre de véhicules électriques, sur le ratio adéquat entre le nombre de BRCC et le nombre de véhicules et finalement, sur la rentabilité du projet. Elle repose également sur l'incertitude technologique entourant le marché des véhicules électriques et de la recharge.

2. La notion d'effet induit

Le Distributeur vise un ratio de VEÉ par BRCC de 230 à l'horizon 2027. Il vise toutefois un ratio bien inférieur pour les prochaines années. Selon le Distributeur, un ratio plus faible favoriserait l'adoption des VÉ. C'est ce qu'il nomme effet induit.

« Fort de ce constat, le Distributeur a établi un portrait du nombre de BRCC à déployer annuellement, selon un ratio qui, à terme, devrait atteindre environ 230 VEÉ par borne[13]. Ce ratio sera volontairement maintenu plus bas au cours des premières années, de l'ordre de 115 VEÉ par borne, afin de favoriser l'adoption des VÉ. » [4] (Nous soulignons)

Le Distributeur soutient également qu'il est nécessaire de construire les bornes de manière anticipée plutôt que d'attendre la présence des véhicules électriques avant le déploiement :

> « Enfin, on peut se questionner sur le moment opportun de déploiement d'une telle infrastructure. Ainsi, la question est de savoir s'il faut construire l'infrastructure de recharge publique en amont de la demande en provenance des VÉ ou attendre la présence de ces véhicules pour ensuite prévoir l'installation des bornes de recharge. Or, il est largement admis que c'est la première approche qui doit être retenue. Celle-ci doit notamment tenir compte du nombre de VÉ actuellement en circulation, mais également de celui des VÉ à venir, et ce, afin de s'assurer de toujours avoir un réseau bien proportionné. Une telle infrastructure est donc nécessaire pour soutenir l'adoption des VÉ et valoriser les efforts de promotion en ce sens. »[5]

Il appuie son affirmation par des références à certaines études[6] et réfère également à l'exemple de la Norvège. S'il est vrai que plusieurs études font allusion à l'impact du réseau

[4] B-0004, p. 15
[5] B-0004, p. 37
[6] B-0004, p. 36, notes 24 et 25; B-0019, p. 8, réponse 3.1

de recharge sur l'adoption des VÉ, à notre connaissance, peu ont tenté de démontrer cet impact de manière empirique.

Dans deux articles de 2017, les auteurs résument cette situation de la manière suivante :

> « This paper reviews a growing body of peer-reviewed literature assessing factors affecting EV adoption. Several important gaps in knowledge are identified. First, there is mixed evidence of the effectiveness of government incentives in encouraging EV uptake and particularly little knowledge in regards to issues of timing and magnitude. The literature shows that public charging infrastructure is an important factor associated with EV uptake, though the direction of causality is yet unclear. Public charging infrastructure can ease range anxiety, particularly for battery electric vehicles, but there is little guidance as to the way in which government should best go about ensuring the provision of infrastructure. »[7] (Nous soulignons)

> « Many governments consider transportation electrification an important step toward climate, air quality, and energy independence goals. To help achieve these goals, governments have invested substantial funding to promote electric vehicles and the associated charging infrastructure. Although charging infrastructure is a major priority for governments seeking to accelerate electric vehicle adoption, specific relationships between charging infrastructure availability and increased electric vehicle sales have been elusive. Likewise, there are no universally accepted goals or standards for charging infrastructure density, either on a per-capita or per-vehicle basis. Nonetheless, several studies in the past few years have provided helpful insights into this question. »[8] (Nous soulignons)

Sur la base des références identifiées par le Distributeur, nous identifions cinq études[9] qui rapportent des résultats empiriques de l'impact des bornes de recharge sur l'adoption des véhicules électriques.

Étude	**Données**	**Bornes vs VÉ**	**Bornes vs VEÉ**	**BRCC vs VEÉ**	**Contrôle pour endogénéité**
Sierzchula et al. 2014	2012	X			Non
Vergis et Chen	2013	X			Non
Li et al. 2017	2011-2013	X			Oui
Lutsey et al. 2015	2014	X	X		Non
Hall et Lutsey 2017	2016	X	X	X	Non

[7] Coffman et al. (2017)
[8] Hall et Lutsey (2017)
[9] Sierzchula et al. (2014), Vergis et Chen. (2014), Li et al. 2017, Lutsey et al. 2015, Hall and Lutsey (2017)

Toutes ces études trouvent un lien entre le nombre de bornes de recharge et le nombre de VÉ. Cependant, une seule (Hall et Lutsey, 2017) a analysé la relation entre les BRCC et les VEÉ.[10] Cette étude trouve un impact (0,00034) statistiquement significatif du nombre de BRCC (par million d'habitants) sur la part de marché des VEÉ.[11] Une étude rapporte le lien entre les bornes en général et les VEÉ (Lutsey et al., 2015).[12] Les trois autres étudient le lien entre VÉ et bornes de manière globale.[13]

Bien que ces études établissent un lien entre le nombre de véhicules et le nombre de bornes, l'interprétation de leurs résultats doit être faite avec précaution pour deux raisons principales.

D'abord, tel que mentionné précédemment, les relations identifiées par les modèles statistiques ne sont pas nécessairement des relations causales et peuvent ne refléter qu'une simple corrélation. Il est raisonnable de croire que la croissance du nombre de bornes et celle du nombre de véhicules sont toutes deux influencées par des facteurs communs, notamment les politiques gouvernementales. On a qu'à penser au Québec où le gouvernement a, d'une part, mis en place le réseau électrique pour favoriser le déploiement de bornes et subventionner l'achat de véhicules électriques.

De plus, plusieurs de ces études utilisent des données relativement anciennes compte tenu de l'évolution rapide du marché des véhicules électriques dont, notamment, l'introduction récente de nouveaux modèles (e.g. Kia Niro, Hyundai Kona, Chevrolet Bolt, Tesla Model 3, Nissan Leaf Plus) offrant une « grande » autonomie (350 km et plus) à prix plus accessible (un peu moins de 50 000$ avant rabais) que dans les années précédentes où les seules voitures offrant une telle autonomie étaient les Tesla et coûtaient au moins le double du prix des modèles récents. L'applicabilité de ces résultats en 2019 est questionnable.

Les auteurs de ces études invitent eux-mêmes à la prudence. C'est notamment le cas de Vergis et Chen, 2014 :

> « Even though this model shows a correlation between charging infrastructure and PEV sales (pvalue<. 001); this statistical relationship should be noted with caution. It is possible that charging infrastructure is not strictly exogenous of PEV market share, as the number of PEVs on the road may influence the number of publically available charging stations installed. Though, as the majority of daily travel for most BEVs may be accomplished through home recharging, which is not included in this metric, and PHEVs are not as dependent on infrastructure to complete trips (but may require mid-trip charging to maximize environmental and economic benefits), the extent to which PEV adoption drives installation of public charging stations or vice versa remains unclear and merits further investigation. »

[10] Hall and Lutsey (2017)
[11] Ce résultat signifie que le projet du Distributeur (environ +200 bornes par million d'habitants) aurait un impact de l'ordre de 7% sur les parts de marché des VEÉ en 2027, soit environ la moitié de l'effet simulé par E3.
[12] Lutsey et al. 2015
[13] Sierzchula et al. (2014), Vergis et Chen. (2014), Li et al. 2017

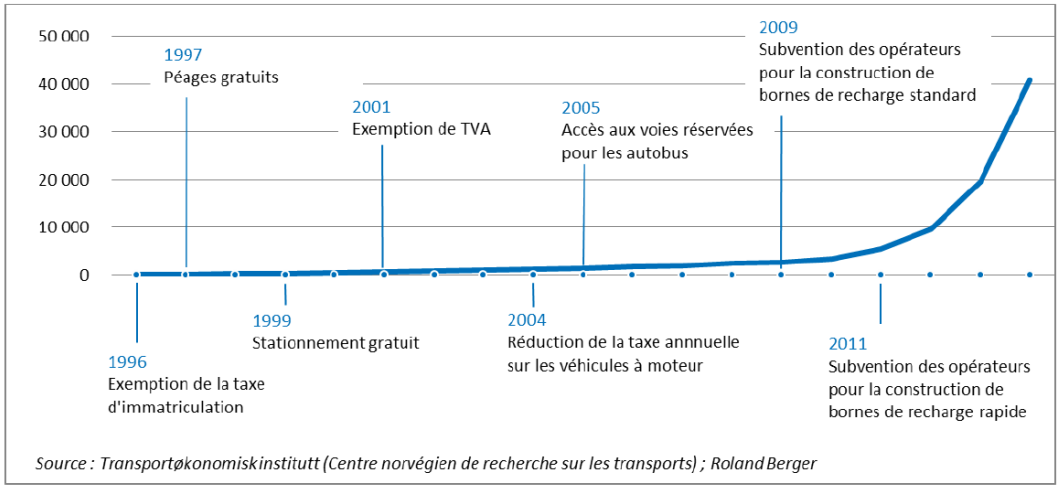
Et de Sierzchula et al., 2014 :

> « However, this study also provides three notes of caution to countries that expect that they can achieve high EV adoption rates by increasing their levels of financial incentives or charging infrastructure. Firstly, the descriptive analysis identified several countries that displayed a relatively weak relationship between the two factors and EV market share. Secondly, it is possible that financial incentives or charging infrastructure mask other dynamics which are significant in driving EV adoption. Consequently, building policy only around those two factors may not support important underlying elements. Thirdly, due to the constantly evolving environment during the emergence of a radical innovation, industrial dynamics may change from year to year. Therefore, while this study does show that financial incentives and charging infrastructure are positively correlated to national EV market shares, it is definitely not evidence of a causal relationship and should be treated with prudence. »

De plus, l'étude Hall et Lutsey 2017, n'a pas été soumise à la révision par les pairs et produit des résultats contre-intuitifs pour ce qui est de l'impact de la proportion d'habitations multilogements sur la part de marché des VEÉ, ce qui suggère une mauvaise spécification du modèle.

Outre ces études, le Distributeur fait valoir le cas de la Norvège qui démontre l'impact de l'ajout de bornes sur les ventes de véhicules électriques. Il présente à cette fin la figure suivante[14] qui démontre, selon lui, que « c'est la présence d'une infrastructure de bornes de recharge, pérenne et étendue, qui est à la source de l'accélération de la pénétration des véhicules électriques ».[15]

FIGURE 6 :
ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES EN NORVÈGE



Source : Transportøkonomiskinstitutt (Centre norvégien de recherche sur les transports) ; Roland Berger

[14] B-0004, p. 37
[15] B-0019, p. 15

Nous ne croyons pas qu'une telle conclusion puisse être tirée de ce graphique. D'abord, la croissance exponentielle des ventes observée à partir de 2011 coïncide avec l'arrivée sur le marché norvégien de nouveaux modèles grand public, notamment la Mitsubishi i-MiEV (janvier 2011), suivie peu de temps après par la Nissan Leaf (septembre 2011), puis par la modèle S en 2013 qui offrait une autonomie supérieure et par d'autres par la suite.[16]

De plus, considérant que le programme de subvention a été introduit en 2011, qu'il y a un délai inévitable entre la mise en place du programme et le déploiement de bornes et que l'impact des bornes sur les ventes n'est pas immédiat[17], il est peu probable qu'il ait joué un rôle important dans la croissance des ventes observée pour 100 et peut-être même également pour 2012.

Ainsi, la coïncidence entre le programme de subvention des bornes et la croissance des ventes ne saurait constituer une démonstration de l'effet induit.

L'AQCIE et la FCEI estiment que la situation au Québec est également informative. On y observe que les ventes sont en forte progression depuis quelques années malgré l'absence d'une couverture géographique dense des bornes de recharge rapides. Par exemple, les ventes de 2018 sont en hausse de 128 % par rapport à celle de 2017 alors qu'elles étaient en hausse annuelle de plus de 40% les deux années précédentes. L'arrivée sur le marché de nouveaux modèles (e.g. Chevrolet Bolt, Nissan Leaf de 2e génération) a contribué à cette accélération.[18]

Au total, l'AQCIE et la FCEI constatent que, malgré la reconnaissance assez généralisée de son existence, la démonstration empirique de l'effet induit est ténue. S'il existe indéniablement une corrélation entre le nombre de bornes et les ventes de véhicules électriques, la démonstration convaincante d'un lien de causalité entre l'ajout de bornes et les décisions d'achat de VEÉ reste à faire. Même si l'on devait considérer que l'étude Li et al. 2017 fait cette démonstration, l'applicabilité d'une telle conclusion en 2019 est très questionnable puisqu'elle est basée sur des données de 2011 à 2013 alors que l'offre de véhicules était très différente de ce qu'elle est aujourd'hui, particulièrement en termes d'autonomie et de diversité des véhicules. En effet, l'évolution de l'offre de véhicules électriques, particulièrement au niveau de l'autonomie, risque d'affecter de manière significative le besoin de recharge publique.[19]

De plus, selon Li et al. 2017, l'effet induit décroît avec le nombre de bornes et atteint moins de 10% de sa valeur à la moyenne (22 bornes par million de personnes) lorsque le nombre de bornes se situe à 320 par million de personnes.

> « Based on the parameter estimates on charging station and price variables, a back-of-the-envelope calculation shows that the demand effect from having one more

[16] https://en.wikipedia.org/wiki/Plug-in_electric_vehicles_in_Norway#Registrations_by_model;
[17] Voir notamment B-0016, p.55, réponse 10.22.
[18] Voir tableau « Progression des différents modèles de Véhicule Électrique »
[19] Voir par exemple NREL 2017, p. 17 où les figures 8 et 9 montrent une relation inverse marquée entre le préférence pour des véhicules à plus grande autonomie (« range préférence=long ») et le nombre de BRCC.

> charging station from the sample average of 22.6 is equivalent to that from a reduction of EV price by $961 (the average price is $33,127). When the number of charging stations increases to 27.3 (the sample average in 2013), the equivalent price reduction is $795. At the sample maximum of 320 charging stations, one more charging station is only equivalent to $68 price reduction, showing the diminishing effect implied by the log-log functional form. »[20]

Vingt-deux bornes par million d'habitants équivalent à environ 200 bornes, toutes catégories confondues, au Québec en 2027. Exclusion faite des bornes Tesla, le Québec compte aujourd'hui près de 1 800 bornes, ce qui implique un ratio de plus de 200 bornes par million de personnes. Si l'on en croit Li et al. 2017, l'effet induit au Québec serait, par conséquent, beaucoup plus faible que celui calculé à la moyenne de 22,6 bornes par million de personnes.

Ainsi, s'il est intuitivement assez facile de concevoir que la disponibilité de bornes de recharge rapide puisse être un facteur qui influence les décisions d'achat d'un véhicule tout électrique pour certains automobilistes, la détermination de l'ampleur de cet effet en fonction des circonstances est beaucoup plus ardue. Il existe d'ailleurs certains contre-exemples.

3. Quantification de l'effet induit par E3

Afin de calculer la rentabilité du déploiement de bornes, le Distributeur a recours à des valeurs d'effet induit pour les années 2018 à 2027. Afin de déterminer l'effet induit, le Distributeur a fait appel à la firme E3. L'analyse de cette firme produit les effets induits suivants.

TABLEAU 5 :
EFFET INDUIT ATTRIBUABLE AUX BRCC

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
24 %	30 %	35 %	40 %	45 %	49 %	53 %	56 %	58 %	60 %

Ces valeurs sont dérivées d'un modèle de simulation élaboré par la firme E3.

Celle-ci compare deux scénarios et calcule les effets induits à partir de la différence entre ceux-ci. La manière dont ces scénarios sont élaborés a donc une incidence directe sur les effets induits obtenus. Les scénarios reposent sur une combinaison de multiples hypothèses quant à la croissance du parc de véhicules, le déploiement des BRCC et les habitudes de recharge.

L'AQCIE et la FCEI comprennent que l'effet induit calculé par E3 dépend essentiellement des courbes de croissance du nombre de véhicules (courbes en S) et, dans une moindre mesure, du taux de recharge à domicile respectif des scénarios HQ et de référence.

[20] Li et al. 2017, p. 116

Pour ce qui est de l'évolution du nombre de bornes postulé par E3, nous comprenons qu'elle n'affecte pas directement le résultat de l'analyse [21] et ne sert qu'à comparer les effets induits obtenus avec la littérature.

Croissance du parc de VÉ

La modélisation de la croissance du nombre de véhicules est basée sur des courbes en S qui dépendent de deux (scénario de référence) ou plusieurs (scénario HQ) points d'ancrage. Pour le scénario HQ, les points d'ancrage sont les données historiques de ventes de 2012 à 2016 et la cible de 1 million de véhicules en 2030. Pour le scénario de référence, les points d'ancrage sont les ventes de 2016 et une part de marché de 7,5 % en 2025.

De fait, le point d'ancrage de 1 million de véhicules sur les routes en 2030 n'est pas véritablement contraignant, car les données historiques 2012-2016 pointent naturellement dans cette direction.

Par contre, le point d'ancrage des ventes du scénario de référence en 2025 (7,5% de part de marché) impose une contrainte importante au modèle.

Les analyses de l'AQCIE et la FCEI les amènent à conclure que cette hypothèse est l'élément central qui dicte le niveau de l'effet induit. Par exemple, si l'on postule une part de marché de 15% en 2025, l'effet induit est d'au mieux 25%.[22] L'AQCIE et la FCEI jugent l'hypothèse d'une part de marché en 2025 de 7,5% peu crédible pour plusieurs raisons.

Premièrement, cette hypothèse est basée sur une moyenne de prévisions de part de marché pour l'ensemble du marché américain. E3 justifie ce choix de la manière suivante :

> « A market share of 7.5% is a mean value of 3 different baseline market share growth forecasts for the US (from the EIA, BNEF – Electric Vehicle Outlook and EPS). Many states in the US do not and are not expected to have utility ownership of DCFC infrastructure, therefore making a US EV market share forecast suitable for the non HQ deployment scenario. »

Cependant, E3 ne présente pas de comparaison des caractéristiques pertinentes du Québec et des États-Unis pour valider cette hypothèse. Or, certains éléments contextuels sont susceptibles de remettre en cause la validité de cette hypothèse. On peut penser, notamment, à la présence au Québec d'une loi zéro émission qui impose des parts de marché de 22% pour les voitures électriques d'ici 2025. À notre connaissance, cette loi n'a pas d'équivalent national aux États-Unis. De plus, il existe au Québec un réseau de recharge publique à ce jour et le scénario de référence prévoit qu'il continue de croître.[23] Le scénario de référence n'est

[21] Nous comprenons que cette hypothèse affecte indirectement le résultat en ce qu'elle justifie la décroissance du taux de recharge à domicile.
[22] Sur la base d'un taux de recharge à domicile de 93% sur l'ensemble de la période dans les deux scénarios. L'effet induit serait inférieur si un écart de taux de recharge à domicile était appliqué.
[23] B-0005, p. 17

donc pas un scénario de déploiement sans HQ « non HQ deployment scenario ». Une analyse comparative du contexte des deux juridictions aurait été souhaitable pour valider cette hypothèse.

Deuxièmement, il est impossible de faire passer par ce point une courbe en S qui soit cohérente avec les données historiques de vente 2012-2016.[24] Selon E3, cela n'est pas problématique puisque le scénario de référence n'a pas à être cohérent avec les données historiques. En effet, selon cette firme, le Circuit électrique était déjà dans une phase de croissance rapide des bornes sur la période 2012-2016.

> « A number of factors related to how historic EV adoption relates to future adoption were considered. In isolating the effect of the presence of DCFC charging, the trend of the early years of EV adoption from 2012 to 2016 coincided with launch in 2012 and rapid expansion of the Circuit électrique. It is assumed that an expansion of the DCFC network at a similar pace would occur only with the presence of the Hydro-Québec DCFC program proposal. Therefore, an S curve adoption formula was developed starting from 2016 to represent a baseline with a slower pace of DCFC development than occurred from 2012-2016. »[25] (Nous soulignons)

Or, bien que le Circuit électrique se développait durant cette période, sa couverture géographique et sa densité n'avaient rien en commun avec ce qui est proposé dans le scénario HQ. Il est difficile de voir comment la croissance des ventes de ces deux périodes peut procéder du même processus.

A priori, le contexte historique (déploiement lent, couverture géographique et densité plus limitée) semble plus cohérent avec le scénario de référence qu'avec le scénario HQ.

D'ailleurs, la preuve mentionne :

> « In absence of HQ's DCFC program, Circuit Électrique continues to build DCFCs at a slow rate.
>
> […]
>
> DCFC network growth therefore is slow at first, following similar trends to previous years. EV growth initially outstrips DCFC growth so the ratio of DCFCs to BEVs rises rapidly. By 2025 DCFC costs have come down sufficiently that the private sector plays a bigger role and DCFC growth starts to climb, stabilizing the BEV:DCFC ratio at 300. By 2027 there are 489 DCFCs. »[26]

[24] B-0016, p. 51 réponse 10.18 b)
[25] B-0016, p. 41, réponse 10.1
[26] B-0005, p. 17

Troisièmement, l'évolution des parts de marchés du scénario de référence qui atteignent 6,5% en 2025[27] est incompatible avec les données de vente observées en 2018. En effet, la part de marché réelle des VÉ en 2018 est de 3,8% contre 1,8% dans le scénario de référence. Ce n'est que quatre ans plus tard, en 2022, qu'un tel niveau est atteint dans le scénario de référence.

En fait, à partir de la part de marché des véhicules électriques de 3,8% en 2018, le taux de 6,5% en 2025 suppose que la part de marché augmente de 8% annuellement en moyenne. Or, tel que mentionné précédemment, les ventes de 2018 sont en hausse de 128% par rapport à celles de 2017 alors qu'elles étaient en hausse annuelle de plus de 40% les deux années précédentes.

Outre les enjeux de calibration, la validité de la structure même d'un modèle de courbe en S est également questionnable. En effet, cette forme fonctionnelle plutôt contraignante (dépendant de seulement trois paramètres) ne permet pas de tenir compte de l'impact de plusieurs paramètres ayant un impact déterminant sur les ventes (type de véhicules, autonomie, prix et disponibilité) et évoluant de manière rapide dans le contexte d'un marché en pleine évolution. Par exemple, l'arrivée sur le marché du Mitsubishi Outlander PHEV en 2018 a ouvert la porte à de nombreux acheteurs potentiels et créé une discontinuité évidente avec les données historiques, mais qui n'est pas prise en compte par le modèle. Une telle discontinuité est également susceptible de survenir avec l'arrivée sur le marché de véhicules avec des autonomies avoisinant les 400 km. C'est, en partie, la raison pour laquelle aussi bien le scénario de référence que le scénario HQ ont été incapables de prévoir le taux de pénétration de 3,8% observé en 2018. Ces scénarios prévoyaient respectivement des taux de pénétration de 1,8% et 2,5%.

Toutes choses étant égales par ailleurs, ces impacts exogènes sur la demande semblent avoir un effet à la baisse sur l'effet induit. Par exemple, nous calculons qu'une hausse exogène[28] des parts de marché de 1% affectant les deux scénarios de E3 réduit de 1,5% l'effet induit.

Selon les intervenantes, ces limites à la structure du modèle et le choix de l'hypothèse de part de marché en 2025 du scénario de référence soulèvent une incertitude importante sur l'évaluation de l'effet induit.

De plus, considérant que le programme de déploiement du Distributeur débute en 2018 et que l'effet induit prend un certain temps à se matérialiser, il devrait être nul en 2018. Puisque E3 débute ses deux simulations en 2016, on retrouve plutôt un écart entre les deux scénarios en 2018.

Afin d'obtenir des effets induits cohérents avec un début de programme en 2018, nous avons refait la courbe en S du scénario de référence en fixant la part de marché à 2,5% en 2018

[27] Bien qu'E3 utilise une hypothèse de 7,5% de parts de marché en 2025, les paramètres f, g et constant produit dans son rapport produisent une part de marché en 2025 de 6,6% plutôt que 7,5% selon les analyses de la FCEI. E3 mentionne également une part de marché de 6,5% en 2025 à la page 22 de son rapport.
[28] C'est-à-dire indépendante du nombre de bornes.

plutôt que 1,24% en 2016 (et en maintenant la contrainte de 7,5% en 2025). Nos analyses indiquent une réduction de l'ordre de 10% de l'effet induit moyen entre 2018 et 2025.

En somme, nos analyses indiquent que les effets induits obtenus par E3 sont largement tributaires de l'hypothèse de part de marché du scénario de référence en 2025; que cette hypothèse ne semble pas cohérente avec les observations réelles, n'est pas justifiée adéquatement, est basée sur des prévisions et revêt un fort niveau d'incertitude; que les parts de marché observées en 2018 ne sont prédites ni par l'un ni par l'autre des scénarios; que l'introduction de chocs de demande exogènes positifs tend à réduire l'effet induit et que l'utilisation d'une hypothèse d'effet induit nul en 2018 réduit l'effet induit global moyen d'environ 10%.

4. Comparaison de l'effet induit avec la littérature

Afin de valider les effets induits qu'elle obtient, E3 compare ses résultats à ceux de trois études.

Deux de ces études sont Li et al. 2017 et Sierzchula et al. 2014. Tel que mentionné précédemment, ces études se basent sur des données relativement anciennes, considérant la rapidité de l'évolution du marché, ce qui introduit une incertitude importante sur la validité des effets identifiés. Toutefois, pour les fins de la comparaison avec les résultats obtenus par E3, nous en ferons abstraction.

E3 présente en preuve le tableau suivant qui compare ses résultats à ceux présentés dans la littérature.

Induced Effect Measure	Value	Literature Value
Absolute Induced Effect: PEVs /DCFCs added	271	195 - 308
Relative Induced Effect	1.10	0.84 (lower bound)
Market Share Increase per DCFC added	0.0161%	0.0190%

Effet induit absolu

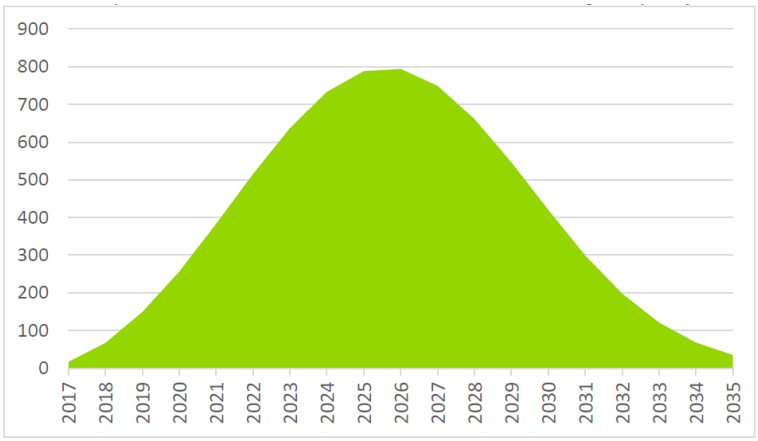
E3 compare ses résultats à l'effet induit absolu présenté par Portland General Electric Company (PGE) dans le cadre d'une demande de mise en place de bornes de recharges rapides dans la région de Portland en Oregon. Cette étude, réalisée par Navigant, présente une évaluation de l'impact qu'aurait l'implantation d'un réseau de bornes sur l'adoption des véhicules électriques.

À partir du graphique 1 tiré des documents de projet de PGE,[29] E3 calcule le nombre de véhicules additionnels induit par le projet jusqu'en 2027 et 2035 respectivement qu'il divise ensuite par le nombre de bornes de recharge rapide (24) pour obtenir le nombre de véhicules additionnels par borne. L'impact calculé est de 195 (2027) à 308 (2035) véhicules par bornes. E3 explique son approche plus en détail en réponse à une question de la Régie.[30]

Integrating this normal distribution curve up to 2027 (HQ study period) gives a total of 4,690 new EVs sold by 2027 as a result of the DCFC program. This gives a ratio of 195 additional EVs per DCFC: (4690 / 24) = 195.

If the curve is integrated up till 2035, the total EVs sold due to the 24 DCFC pilot program is 7,410, giving a ratio of 308: (7410 / 24) = 308.

Graphique 1 : Effet induit prévu du projet PGE



Par la suite, E3 compare cette fourchette à l'effet des ajouts de bornes dans sa propre simulation, soit 271 en 2027. Selon nous, cette comparaison est inadéquate pour plusieurs raisons.

D'abord, le projet de PGE inclut 24 nouvelles bornes, mais également un certain nombre de bornes existantes qui doivent être réunies sous une initiative globale. Les documents mis en référence par E3 ne permettent pas de déterminer de manière concluante si l'étude porte exclusivement sur les 24 nouvelles bornes ou si elle inclut également les bornes existantes, ce qui soulève un doute sur l'interprétation du résultat. Quoi qu'il en soit, pour les fins de la discussion, nous retiendrons le nombre de 24 bornes.

Ensuite, l'étude PGE prévoit un impact dès 2017 (pour cette mesure, mais aussi pour d'autres mesures complémentaires), soit un an plus tôt que le projet du Distributeur. Afin d'avoir des résultats portant sur les données comparables, la courbe de PGQ aurait dû être intégrée jusqu'en 2026 et non 2027. Nous évaluons l'effet jusqu'en 2026 à 3900 véhicules

[29] PGE, Transportation Electrification Plan, March 2017
[30] B-0014, p. 29

plutôt que les 4690 calculés par E3. Sur la base de 24 bornes, cela correspond à 162 VÉ par borne.

De plus, étant donné que E3 utilise une donnée de 2027 comme base de comparaison, l'effet cumulatif jusqu'en 2035 n'est pas pertinent à la comparaison. Seule la valeur de 2026 l'est.

Aussi, l'une des hypothèses du projet de PGE est l'installation de toutes les bornes dès le début du projet. Le déploiement est donc très différent de celui du scénario HQ de E3 où la mise en service des bornes est étalée dans le temps avec un nombre de bornes installées annuellement en augmentation constante jusqu'en 2017.[31]

Navigant indique ce qui suit concernant l'impact du projet.

> « The initial impact of the DCQC network would be small but would grow quickly as consumers' awareness of the network grows. The vehicle purchase cycle is a long (5-10 years) so the impacts of the programs are delayed accordingly. Though these programs are expected to increase Electric Vehicle adoption, they will not change the car purchasing process overnight. »[32]

Ainsi, les bornes installées en 2027 n'auront aucun impact sur l'effet induit global de 2027, celles de 2026 en auront un faible, celles de 2025 auront un impact encore un peu plus fort et ainsi de suite.

Par conséquent, la base de comparaison valide pour les résultats de E3 n'est pas la courbe de Navigant jusqu'en 2027, mais plutôt une succession de courbes similaires décalées. Considérant le profil de déploiement des bornes prévu par E3, la moitié de l'impact 2026 de Navigant, soit 81 véhicules par borne, constitue un point de comparaison raisonnable pour les résultats de E3.

Autrement dit, on pourrait dire de l'étude E3 qu'elle produit un effet induit comparable à l'étude de Navigant si son effet induit absolu était de 81. À 271, l'effet induit E3 est environ 3,5 supérieur à celui de Navigant.

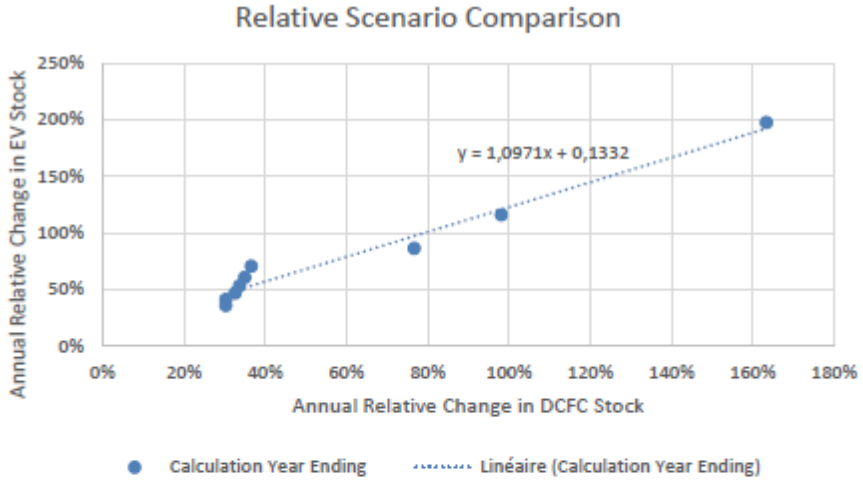
Effet induit relatif

E3 compare ses résultats à l'élasticité du nombre de véhicules au nombre de stations de recharge rapporté par Li et al. 2017 et qu'elle nomme effet induit relatif. L'AQCIE et la FCEI estiment que cette comparaison est invalide pour trois raisons.

[31] B-0005, p. 27
[32] PGE, Transportation Electrification Plan, March 2017, Annexe 7, p. 10

D’abord, Li et al. 2017 calcule l’élasticité par rapport au nombre de stations et non au nombre de bornes. Si l’évolution du nombre de bornes est proportionnellement équivalente à l’évolution du nombre de stations, le résultat pourrait être valable. Par contre, HQD annonce des stations de plus grande ampleur, ce qui pourrait créer une distinction entre l’évolution du nombre de stations et l’évolution du nombre de bornes et, ainsi, introduire un biais.

Ensuite, l’AQCIE et la FCEI ne croient pas que la formule utilisée par E3 pour calculer l’effet induit relatif peut être interprétée comme une élasticité. Une élasticité représente la variation en pourcentage d’une variable (en niveau) par rapport à une autre. Les variables *y-axis* et *x-axis* calculées par E3 et dont nous reproduisons ci-après les formules ne représentent pas des variations en pourcentage du nombre de VÉ et de BRCC.



The calculations for each axis are as follows:

$$y\,axis = \frac{Annual\ EV\ stock\ difference_y}{Cumulative\ EV\ stock\ difference_{y-1}}$$

Where

$$Cumulative\ EV\ stock\ difference_y = HQ\ EV\ stock_y - Ref\ EV\ stock_y$$

$$Annual\ EV\ stock\ difference_y = (HQ\ EV\ stock_y - HQ\ EV\ stock_{y-1}) - (Ref\ EV\ stock_y - Ref\ EV\ stock_{y-1})$$

The x-axis calculation is the same but for DCFCs. The slope indicates that according to the scenarios, if the DCFC stock increases by 10%, on average over the period, the EV stock will increase by 11%.

Finalement, Li et al. 2017 incluent dans leur analyse l’ensemble des bornes incluant celles de niveau 2. L’élasticité qu’il obtient doit être interprétée de manière conséquente. C'est-à-dire qu’une hausse de 10% du nombre de bornes dans son ensemble (niveau 2 ET BRCC) induit une hausse de 8,4% du nombre de VEÉ. E3 trouve, pour sa part, qu’une hausse de 10% des BRCC seules induit une croissance de 11% du nombre de VEÉ. Considérant que la vaste

majorité des bornes sont de niveau 2, le résultat de E3 implique un effet induit beaucoup plus important que celui de Li et al. 2017.

Si l'on suppose que 90% des bornes sont de niveau 2, une hausse de 10% des BRCC représente en fait une hausse de 1% du nombre de bornes. E3 trouve donc que 1% de hausse du nombre total de bornes induit une hausse de 11% du nombre de VÉ.

En utilisant ce résultat dans son analyse de rentabilité, le Distributeur attribue aux seules bornes rapides l'effet d'une croissance généralisée du nombre de bornes, mais sans intégrer le coût des milliers de bornes de niveau 2 requises pour engendrer cet effet.

Nous remarquons également que le résultat de la régression effectuée par E3 repose essentiellement sur trois données, toutes les autres étant agglomérées aux alentours de 30% de changement relatif des bornes et avec une disposition qui n'est pas dans l'axe de la droite de régression.

Augmentation de la part de marché par BRCC

E3 compare ses résultats à l'impact de l'ajout de bornes sur les parts de marché obtenues par Sierzchula et al. 2014. Cette étude trouve que l'ajout d'une borne par 100 000 habitants ajoute 0,12% aux parts de marché des véhicules électriques, tous types de bornes confondus. Afin de ramener cette valeur comparable à ses résultats, E3 l'exprime sur la base d'un impact par borne en niveau absolu plutôt que par borne par 100 000 habitants. Il décrit ainsi la transformation effectuée.

According to this 2014 study, which uses 2012 data, each additional station per 100,000 residents that a country added would increase plug-in electric vehicle market share by 0.12%, holding all other factors constant.

Using Quebec numbers for 2017 (7% of all charging points are DCFCs, and a population of 8.35M), this translates to 0.019% market share growth per DCFC added:

> **1 Charging station per 100,000 translates to 83.5 charging stations in Quebec:**
>
> **8,350,000 / 100,000 = 83.5 charging stations**

Therefore, adding 83.5 charging stations would result in a 0.12% market share increase. Assuming of these 83.5 charging stations, 7% are DCFCs (current ratio according to HQ data) then 6.26 of these are DCFCs.

Therefore,

> **0.12% / 6.26 = 0.019%**

1 DCFC will result in a 0.19% market share increase assuming this trend is linear.

La simulation de E3 engendrant un ratio de 0,161, elle juge son résultat comparable à celui de Sierzchula et al. 2014.

Cette comparaison souffre, selon nous, de problèmes similaires à celle de l'effet induit relatif.

D'une part, Sierzchula et al. 2014 analyse l'impact de stations et non de bornes, certaines stations pouvant compter plusieurs bornes.[33] Les mêmes réserves qu'exprimées précédemment s'appliquent donc ici aussi.

D'autre part, lorsqu'il divise l'effet induit de 0,12% par 6,26 bornes, E3 attribue aux seules BRCC la totalité de l'effet induit identifié par Sierzchula et al. 2014 alors que cet effet induit résulte plutôt d'un panier de bornes qui ne sont pas nécessairement toutes des BRCC.

De plus, même si l'on acceptait l'idée que seules les bornes rapides induisent l'achat de véhicule, c'est la proportion de bornes rapides dans la base de données de Sierzchula et al. 2014 qu'il faudrait utiliser et non celle observée au Québec.

En somme, selon l'AQCIE et la FCEI :

- la notion d'effet induit n'a pas fait l'objet d'une démonstration empirique concluante;

- l'estimation de l'effet induit est très sensible aux hypothèses du marché de référence et présente un haut degré d'incertitude;

- E3 obtient des effets induits beaucoup plus élevés que ce qui est rapporté dans la littérature.

5. Ratio VEÉ :BRCC

E3 détermine des ratios cibles de VEÉ par BRCC pour les deux scénarios. La justification du niveau précis des ratios n'est pas donnée. Par contre, E3 indique une série d'études desquelles ils ont tiré des résultats ou des données à partir desquels ils ont dérivé des ratios VEÉ : BRCC.[34] Les résultats obtenus sont parfois des projections basées sur des simulations, parfois des observations du statut passé du marché.

À l'instar de E3, nous ne considèrerons que les études portant sur les États-Unis et le Canada.

Résultats prospectifs

Trois des études mentionnées procèdent par simulation.

[33] Voir note 5 de Sierzchula et al. 2014.
[34] B-0016, pp. 43 à 45, réponse 10.7

L'étude du National Renewable Energy Laboratory (NREL 2017)[35] simule le besoin de bornes aux États-Unis à l'horizon 2030. Elle estime un ratio VEÉ :BRCC de 290 pour son scénario central. Ce scénario prévoit que 5% des véhicules de promenade seront des VE en 2030. Nous évaluons que cela correspond à un peu moins de 250 000 VÉ au Québec en 2025 soit environ le nombre prévu par le Distributeur pour cette même année. Les auteurs spécifient qu'ils ne portent aucun jugement sur la probabilité relative des scénarios incluant le scénario central.

Le scénario central prévoit une répartition à parts égales entre VHR et VEÉ. Dans l'analyse de sensibilité avec 80% de VEÉ, le ratio passe de 290 à 310.[36]

L'étude démontre également une forte sensibilité à l'autonomie des véhicules. Dans un scénario où tous les véhicules ont 400 km d'autonomie, le besoin de bornes est réduit d'environ 65%.[37] À l'opposé, il est 150% plus élevé si tous les véhicules ont 160 km d'autonomie.

Une limitation méthodologique importante de cette étude est qu'elle simule l'utilisation des VÉ sur la base de déplacements réels de ménages pendant une journée. Ces ménages sont sélectionnés de manière à être représentatifs de la population.[38] On fait ensuite l'hypothèse que chacun de ces ménages possède un VÉ (ou plusieurs) VÉ pour réaliser ses déplacements quotidiens. Ainsi, on impose de manière aléatoire à une partie de la population de posséder un véhicule électrique et on évalue le besoin de bornes pour qu'ils soient en mesure de réaliser leurs déplacements. Dans la réalité, chacun est libre de choisir le véhicule qui convient le mieux ses besoins. Il est raisonnable de penser que ceux qui opteront pour les véhicules électriques sont ceux chez qui ils impliquent le moins d'inconvénients. Dans la mesure où l'obligation de procéder à une recharge rapide est un inconvénient (surtout si cette recharge doit être répétée quotidiennement), il paraît très peu probable que les gens dans cette situation optent pour un VEÉ. Un processus d'autosélection s'exercera inévitablement où ce sont ceux pour qui les VÉ impliquent le moins d'inconvénients qui s'en porteront acquéreurs. Le besoin de recharges et de bornes est donc surévalué, possiblement de manière importante.

Les auteurs décrivent cet enjeu de la manière suivante :

« The EVI-Pro model used in this analysis assumes charging infrastructure must be sufficient to enable any consumer to maximize eVMT in any PEV. In reality, some degree of consumer self-selection in the new and used PEV markets is likely to reduce the need for non-residential charging as households right-size PEV purchases to meet the daily driving needs of their individual household. While the extent to which consumers are able to successfully

[35] Woods et al., 2017a
[36] idem, p. 17, figure 9, « Public DCFC », « PHEV:BEV ratio »=(1:4).(4/5*1000)/2.6=308.
[37] Idem. « PHEV:BEV ratio » 0,6/1,75=0,34.
[38] Woods et al., 2017b

right-size PEV purchases is largely unknown, its effect would reduce infrastructure requirements relative to estimates made in this analysis. »[39]

La réticence pour la recharge est également documentée dans Nicholas et al. 2017, où les auteurs font notamment les affirmations suivantes.

> « Leafs were used less than 50% of the time if the day's travel required one charging event, and very rarely if it required two charging events. »
>
> « These results suggest that as BEV range increases, trips done in ICEs may shift to the BEV in order to maximize travel in that vehicle, as long as it fits into the range needed for that day »
>
> « Accounting for these participants, we see a declining likelihood of choosing the Leaf if the distance from home is farther than 40 miles. »
>
> « Increasing PHEV range has benefits in both the technical ability for a vehicle to do more travel with electricity and by increasing the motivation to plug in. »

Plusieurs autres éléments de cette étude introduisent une incertitude quant aux prévisions qu'elle génère.[40] Notamment, le modèle de simulation n'impose aucune limite minimale à l'utilisation des bornes et assure une absence d'attente ce qui, selon nous, n'est pas compatible avec une approche d'investissement prudente.

> « EVI-Pro's fundamental objective of maximizing consumer eVMT enforces no minimum utilization criteria on individual charging stations, likely resulting in a percentage of stations with insufficient revenue potential. Incremental eVMT benefits and utilization of individual stations have been explored in regional simulation studies (Wood et al. 2015a, 2015b, 2017). Detailed financial analysis of the national EVSE networks explored in this study remains an ongoing area of research. »[41]
>
> « EVI-Pro calculates spatial-temporal coincidence of simulated charging events by geographically aggregating charging sessions and allocating sufficient charging capacity (plugs) to prevent queuing at individual charging locations (stations). »[42]

Finalement, bien que le scénario central produise un ratio de 290 pour l'ensemble des États-Unis, des variations régionales importantes sont observées entre les états allant de 141 à 550.[43] Rien ne permet de croire que les États-Unis soient globalement représentatifs du Québec.

---

[39] Woods et al., 2017a p. 40
[40] Idem et Woods et al., 2017b p. 27
[41] idem
[42] https://afdc.energy.gov/evi-pro-lite. Lorsqu'une simulation est effectuée, il est possible de voir les hypothèses sous-jacentes
[43] Woods et al., 2017a p. 51, Annexe C

L'étude Ji, Nicholas, Tal 2016 simule le besoin de bornes aux États-Unis à l'horizon 2025. Nous n'avons pas été en mesure d'accéder à cette étude. Toutefois, E3 rapporte qu'elle estime un ratio VEÉ :BRCC de 254 sous l'hypothèse de VEÉ à faible autonomie (80 mi.) Elle conclut également à une forte sensibilité du ratio à l'autonomie des véhicules. Considérant l'évolution du marché des VEÉ, cette hypothèse est très conservatrice. L'utilisation d'autonomie plus grande aurait et mené à un ratio BEV :BRCC plus élevé.

L'étude Zhang et al. 2015 simule le besoin de bornes en Californie. Elle trouve un besoin de 290 stations de recharges comptant chacune une ou plusieurs bornes. Au total, ils estiment le besoin de borne à un maximum de 1 pour 50 VEÉ. Cette analyse repose toutefois sur plusieurs hypothèses très contraignantes. D'abord, elle vise à satisfaire en mode électrique les besoins de déplacement observés réels de 98% de 15 703 véhicules. Elle impose donc que la quasi-totalité des gens passe à un véhicule électrique. Elle suppose notamment que les automobilistes seront prêts à faire un arrêt quotidien à une borne de niveau 3 si leur trajet l'exige. Dans la pratique, la proportion des gens prête à faire une recharge quotidienne risque d'être beaucoup plus faible et le taux d'adoption des VEÉ d'être beaucoup plus faible. E3 prévoit un taux de saturation du marché de 63% (69% PEV * 90% BEV/PEV) et les 390 000 VEÉ que prévoit le Distributeur au Québec représentent moins de 10% du parc.

De plus, le ratio de 50 :1 repose sur une autonomie uniforme de 100 km pour tous les véhicules ce qui est clairement irréaliste. Le résultat est toutefois très sensible à l'autonomie des véhicules. Seulement 126 stations sont requises, plutôt que 290, lorsque l'autonomie est fixée à 160 km et 31 lorsqu'elle est fixée à 320 km. En supposant un nombre de bornes par station semblable au scénario référence, le ratio VEÉ : BRCC serait de 500 :1 avec cette dernière autonomie.

Finalement, le problème d'autosélection abordé précédemment s'applique également à cette étude. À titre illustratif de l'effet de l'auto sélection, 15% des VEÉ qui doivent faire au moins une recharge rapide dans la journée dans Zhang et al. 2015, ce qui équivaut en moyenne à environ une recharge par semaine par véhicule ou 50 recharges par année. Le Circuit électrique semble avoir connu 143 000 recharges rapides en 2018.[44] En supposant 14 000 VEÉ en moyenne en 2018 au Québec, cela équivaut à 10 recharges rapides par année, soit cinq fois moins que dans cette étude.

[44] http://www.aveq.ca/actualiteacutes/le-point-sur-le-deploiement-des-brcc-au-quebec

Données empiriques

E3 présente cinq calculs de ratio VEÉ :BRCC. Une vise l'année 2015, deux l'année 2016 et deux l'année 2017.

Selon nos calculs, les ratios pour la marché américain sont de l'ordre de 55 à 60 VEÉ :BRCC en 2015[45] et 2016 et augmentent aux environs de 150 en 2017.[46] Il est difficile de dire si ce mouvement à la hausse indique une tendance, mais il est cohérent avec l'affirmation de E3 selon laquelle les ratios tendent à augmenter avec le temps.[47]

6. Rentabilité

Selon le Distributeur, le déploiement des bornes n'aura pas d'impact sur les tarifs des consommateurs d'électricité à moyen et long terme, car le projet génère plus de revenus que de coûts. Sur dix ans, le Distributeur calcule une rentabilité positive de 27 M$. Ce calcul repose sur un ensemble d'hypothèses. Nous traitons ci-après de certaines d'entre elles.

a. La consommation annuelle par VÉ

La première de ces hypothèses est à l'effet que les VÉ additionnels prévus par le Distributeur[48] consommeront, sur tout l'horizon d'analyse, 21 kWh par 100 km et parcourront 18 000 km par an en moyenne pour une consommation annuelle de 3 780 kWh. Le Distributeur prévoit que 80 % des VÉ en circulation en 2027 seront des VEÉ[49]. Le Distributeur précise que cette valeur de 80 % « représente la part des ventes de VÉ en 2026 constituée de VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur des BRCC »[50]. Le Distributeur prévoit notamment que la croissance des ventes des VEÉ au Québec suivra la tendance observée dans les pays européens et supplantera celle des VHR progressivement pour constituer la majeure partie des VÉ au cours des prochaines années.

Cette hypothèse nous apparait très optimiste dans la mesure où, au 31 décembre 2018, 53 % des 39 175 VÉ immatriculés au Québec étaient des VHR (soit 20 767) et 47 % étaient des VEÉ (soit 18 408)[51]. De plus, après une augmentation soudaine en 2014-2015 (8 %), la proportion de VEÉ a augmenté très lentement au cours des trois dernières années (décembre 2015 à décembre 2018), passant de 46 % à 47 %. Trois des cinq (et cinq parmi les dix)

[45] Les données rapportées dans Woods et al. 2017b semble être pour 2015. Il y avait alors 388 427 VÉ aux États-Unis dont 50% de VEÉ. Il y avait 31 522 bornes (12 609 stations x 2,5) dont 10,5% de BRCC, soit 3 309 BRCC. (388427/2)/3309= 59.
[46] Le ratio 2016 pour le marché canadien est semble à celui des États-Unis.
[47] B-0016, p. 43
[48] B-0009, HQD-1 doc 3, Tableau 4 et B-0016, HQD-2 doc 3, réponses 2.2 et 2.3.
[49] B-0016, HQD-2 doc 3, réponse 2.4.
[50] B-0004, HQD-1 doc 1, p. 28, lignes 17-18 et p. 35, note de bas de page 22 ainsi que B-0022, HQD-2 doc 2, réponse 4.3.
[51] Bulletin de l'Association des véhicules électriques du Québec (AVÉQ), 13 février 2019 http://www.aveq.ca/actualiteacutes/statistiques-saaq-aveq-sur-lelectromobilite-au-quebec-en-date-du-31-decembre-2018-infographie

modèles de VÉ les plus vendus au Québec sont des VHR. D'ailleurs, le VÉ qui a conquis la plus forte part des ventes (6 %) dès la première année (2018) suivant son arrivée dans le marché québécois est le Mitsubishi Outlander, un VHR compatible aux BRCC. Enfin, trois des quatre modèles de VÉ qui ont cumulé le plus grand nombre d'unités vendues au Québec en 2018 sont des VHR.

Les données de base utilisées par le Distributeur se traduisent à notre avis par une surestimation de la consommation annuelle moyenne par véhicule utilisé (3 780 kWh / an). En effet, quelle que soit la proportion de VHR capables de se recharger aux BRCC parmi l'ensemble des VÉ additionnels, la consommation annuelle d'un VHR devrait être d'environ 1 134 kWh (plutôt que 3 780 kWh) puisqu'un VHR fonctionne en mode électrique pour environ 30 % de sa distance parcourue.

De plus, la consommation annuelle moyenne de 3 780 kWh utilisée par le Distributeur sur l'ensemble de l'horizon d'analyse est basée sur un rendement constant de 21 kWh / 100 km. Aucune amélioration de la performance des VÉ n'est donc prise en compte dans l'analyse du Distributeur, en contradiction avec les hypothèses retenues par la firme E3 (20 kWh / 100 km en 2017 et 15 kWh / 100 km en 2026) à la base des scénarios qu'elle a comparés[52].

En conclusion, même dans le meilleur des cas, c'est-à-dire en supposant que la croissance prévue du nombre de VÉ se réalise et que la proportion de VEÉ passe de 48 % en 2019 à 80 % en 2026, la consommation totale des VÉ aux BRCC et à domicile serait nettement inférieure à celle annoncée par le Distributeur.

Hydro-Québec n'ayant pas indiqué dans sa preuve quelle serait la proportion de VHR capables de se recharger aux BRCC, nous faisons ci-dessous l'hypothèse très optimiste que la proportion de VEÉ passerait de 48 % des VÉ additionnels prévus en 2019 à 80 % des VÉ additionnels prévus en 2027. La proportion des VHR diminuerait donc dans les proportions inverses, passant de 52 % en 2019 à 20 % en 2027; nous faisons aussi l'hypothèse, également très optimiste, que tous les nouveaux VHR considérés seraient compatibles aux BRCC. Afin d'estimer quelle serait la consommation totale associée aux recharges selon ce scénario, nous avons utilisé une consommation annuelle de 3 780 kWh par VEÉ et de 1 134 kWh par VHR.

[52] B-0005, HQD-1 doc 2, page 19, 3e colonne.

Consommation totale des VÉ
en fonction d'une proportion croissante de VEÉ

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
VÉ addition. HQD	**19 865**	**39 797**	**58 153**	**88 431**	**117801**	**179692**	**227975**	**319013**	**379533**
VEÉ (nombre)	9 535	20 376	31 693	51 378	73 037	118776	160494	239579	303626
%	48,0	51,2	54,5	58,1	62,0	66,1	70,4	75,1	80,0
VHR (nombre)	10 330	19 421	26 460	37 053	44 764	60916	67481	79434	75907
%	52,0	48,8	45,5	41,9	38,0	33,9	29,6	24,9	20,0
MWh totaux HQD	**75 090**	**150432**	**219818**	**334269**	**445288**	**679236**	**861744**	**1205869**	**1434635**
MWh VEÉ	36 042	77 021	119800	194209	276080	448973	606667	905609	1147706
MWh VHR	11 714	22 023	30006	42018	50762	69079	76523	90078	86079
MWh total révisé	**47 756**	**99 044**	**149806**	**236227**	**326842**	**518052**	**683190**	**995687**	**1233785**
Surestimation des ventes **scénario HQD / scénario révisé**									
en MWh	**27 334**	**51 388**	**70 012**	**98 042**	**118446**	**161184**	**178554**	**210182**	**200850**
en %	**57,2 %**	**51,9 %**	**46,7 %**	**41,5 %**	**36,2 %**	**31,1 %**	**26,1 %**	**21,1%**	**16,3 %**

Notes : le nombre de VÉ additionnels HQD provient de B-0009, HQD-1 doc 3, Tableau 4 et la consommation totale des VÉ HQD provient du Tableau 6 de la même pièce; la proportion de VEÉ augmente de 6,6 % / an pour passer de 48 % des VÉ en 2019 à 80 % en 2027.

b. Revenu unitaire des recharges à domicile

Comme le souligne la Régie[53], le revenu unitaire des recharges à domicile est un intrant essentiel pour évaluer la rentabilité du Projet. Il est donc nécessaire d'en faire une prévision réaliste et aussi juste que possible qui tient compte :

- des taux unitaires réels (1er ou 2e palier du tarif D) auxquels ces recharges seront effectivement facturées;

- d'une hypothèse d'indexation annuelle appropriée.

[53] A-0010, D-2019-023, par. 23.

Hypothèses de HQD

Sur la base des revenus et des ventes prévus par le Distributeur dans son complément de preuve[54], on peut calculer que les revenus unitaires attendus des recharges à domicile et utilisés par le Distributeur dans son analyse de rentabilité sont les suivants :

Revenus unitaires des recharges à domicile

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
¢ / kWh	8,45	8,59	8,82	9,06	9,30	9,55	9,80	10,06	10,33	10,61
augmentation %		1,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %

En réponse à la question 6.4 de la DDR No 1 de l'AQCIE et de la FCEI[55], le Distributeur nous renvoie à la réponse 16.1 aux DDR de UC[56] et au Tableau R-16.1-B et, dans sa réponse aux contestations de l'AQCIE et la FCEI[57], il mentionne également sa réponse à la question 1.2.1 de la DDR No 1 de SÉ-AQLPA[58]. Enfin, dans les compléments de réponses aux DDR de l'AQCIE et la FCEI déposés le 1er mars 2019[59], le Distributeur apporte des précisions additionnelles quant aux taux d'indexation appliqués respectivement aux 1re et 2e tranches du tarif D pour déterminer le revenu marginal du tarif D utilisé pour chacune des années de son horizon d'analyse.

Les éléments entrant dans la détermination du revenu marginal du tarif D utilisés par le Distributeur se résument ainsi :

> le Distributeur fait une hypothèse de hausse tarifaire de 2 % / an, ajustée pour tenir du fait que le tarif L est exempté de l'indexation de l'électricité patrimoniale, ce qui se traduit par une augmentation de 2,1 % de la portion variable du tarif (1re et 2e tranches, au total);
>
> une hausse 1,5 fois plus importante est appliquée à la 2e tranche du tarif D par rapport à la hausse de la 1re tranche (s'appuyant sur la décision D-2018-025);
>
> à partir de 2019, le seuil entre les deux tranches du tarif D étant à 40 kWh / jour, le Distributeur attribue une proportion de 75 % de la consommation e la clientèle domestique à la 2e tranche aux fins du calcul du coût marginal du tarif D.

[54] B-0009, HQD-1 doc 3, p. 17, Tableau 14.
[55] B-0016, HQD-2 doc 3, p.22.
[56] B-0019, HQD-2 doc 6, p.
[57] B-0023, p.2.
[58] B-0018, HQD-2 doc 5, p.
[59] B-0027, HQD2 doc 3.1, p. 5 et 6.

De 2019 à 2027, ces hypothèses du Distributeur se traduisent par une augmentation annuelle de 1,8 à 1,9 % du prix de la 1re tranche et une augmentation de 2,7 à 2,8 % du prix de la 2e tranche, l'un et l'autre ayant un poids relatif de 25 % et de 75 % respectivement. Le revenu marginal du tarif D qui en résulte augmente donc d'environ 2,7 % par année.

Par la question 6.4 de sa DDR No 1, l'AQCIE-FCEI cherchait à comprendre :

« (…) comment le revenu unitaire des recharges à domicile pourrait être plus élevé que la moyenne pondérée du prix des deux tranches du tarif D, en fonction du profil saisonnier des recharges et des autres usages d'un client résidentiel. »

L'AQCIE et la FCEI ont examiné les différentes hypothèses utilisées par le Distributeur pour établir ses prévisions du revenu marginal du tarif D et, en fonction d'une hypothèse d'augmentation différenciée des deux tranches du tarif, le revenu unitaire qui en résulterait pour chacune des années de l'horizon d'analyse.

Nous considérons que différents intrants de ce calcul doivent être reconsidérés, notamment :

> la répartition des kWh utilisés pour les recharges à domicile entre la 1re et la 2e tranche du tarif D;
>
> l'hypothèse d'une hausse de 2 % par année;
>
> l'application d'une augmentation 1,5 fois plus importante à la 2e tranche qu'à la 1re tranche du tarif D.

Répartition des recharges à domicile entre les 2 tranches du tarif D

Pour déterminer quelles seraient les proportions des recharges effectuées à domicile facturées à la 1re et à la 2e tranche du tarif D respectivement, nous avons examiné la composition de la clientèle domestique présentée de façon détaillée par le Distributeur au début de la réforme des tarifs domestiques[60] ainsi que la répartition saisonnière et annuelle des kWh facturés entre les deux tranches du tarif D présentées dans les réponses aux Engagements 1 à 9, 15 et 16 déposés le 16 juin 2015[61].

Mentionnons d'abord que, pour procéder à cette estimation, il faut considérer que la recharge d'un VÉ parcourant 18 000 km / an @ 21 kWh / 100 km représente 3 780 kWh / an et que, si cette recharge était répartie uniformément, cela correspond à 10,35 kWh / jour. Pour être en mesure de recharger son VÉ à domicile à la 1re tranche du tarif D (< 40 kWh / jour), un client résidentiel doit donc satisfaire l'ensemble de ses usages (autres que recharge de VÉ) avec un maximum de 30 kWh / jour.

[60] Suivi de D-2014-037 et D-2015-018, Stratégie tarifaire, document de présentation, Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques, 1re rencontre du 30 avril 2015, p. 4 à 8.
[61] Suivi de D-2014-037 et D-2015-018, Stratégie tarifaire, réponses aux Engagements 1 à 9, 15 et 16 – révisé, 16 juin 2015, Tableaux E-15-C, E-15-F et E-15-I.

Nous avons estimé que, parmi l'ensemble des clients, la proportion des factures qui pourraient inclure 10 kWh / jour destinés à la recharge d'un VÉ et dont le dernier kWh consommé serait facturé à la 1re tranche du tarif D est :

En Été : 59 % (51,9 % des factures à 100 % + 14,5 % des factures à +/- 50%)

En hiver : 27 % (22,3 % des factures à 100 % + 9,5 % des factures à +/- 50%)

À l'opposé, pour 41 % des factures en période d'été et 73 % des factures en période d'hiver, toute consommation additionnelle destinée à la recharge d'un véhicule électrique serait facturée à la 2e tranche du tarif D.

Les tableaux E-15-F et E-15-I des réponses aux Engagements du 16 juin 2015 (référence précédente) indiquent également que, pour l'ensemble de la clientèle, la proportion des kWh facturés au tarif D qui sont inclus dans les strates de KWh inférieures à 30 kWh / jour sont :

En été : 61,4 %

En hiver : 37,9 %

Notons que la période d'été correspond aux mois d'avril à novembre, soit 244 jours, et la période d'hiver aux mois de décembre à mars, soit 121,25 jours (moyenne) par année.

Cette répartition des factures selon qu'une consommation additionnelle pour la recharge d'un VÉ serait facturée à la 1re ou à la 2e tranche du tarif D implique que le taux de possession des VÉ serait réparti uniformément entre les différents « types » de clients résidentiels selon leurs proportions respectives. Les 4 principaux « types » de clients résidentiels, tels que le Distributeur les a catégorisés aux fins de la description de la clientèle domestique, sont :

Propriétaires - TAÉ, Maisons ou Plex :	1,5 M
Propriétaires - TAÉ, Multilogement :	0,2 M
Propriétaires – Autres que TAÉ :	0,6 M
Locataires :	1,3 M
Total	3,6 M

(données de 2015; les MFR constituent un sous-groupe réparti dans ces 4 catégories)

On pourrait soulever le fait que, parmi l'ensemble des clients résidentiels, les plus susceptibles d'acquérir un VÉ sont ceux qui disposent de revenus plus élevés que la moyenne et/ou qui ont la possibilité d'effectuer les recharges à domicile. Si l'on retient ces hypothèses, on pourrait en déduire que les propriétaires TAÉ forment le groupe de clients résidentiels les plus susceptibles d'acquérir un VÉ et que, du fait que leur consommation moyenne est plus élevée que celle de l'ensemble des clients, la proportion de kWh destinés à la recharge des VÉ à domicile facturés en 1re tranche du tarif D serait inférieure à celle estimée précédemment.

Nous avons également effectué une estimation basée sur les caractéristiques distinctes de consommation de chacune de ces 4 catégories de clients et pondéré leur répartition en fonction du poids relatif de chaque catégorie. Cet exercice a produit des résultats très proches des valeurs mentionnées précédemment, elles-mêmes basées sur la caractérisation de la clientèle domestique faite par le Distributeur en 2015. Nous en concluons qu'il faudrait une sur représentation importante des propriétaires Maisons et Plex parmi les utilisateurs de VÉ pour modifier significativement les proportions de recharges facturées à la 1re et à la 2e tranche du tarif D respectivement, telles que nous les avons estimées. Nous observons d'ailleurs qu'environ 54 % des factures des clients TAÉ permettraient la recharge d'un VÉ à la 1re tranche du tarif D en période d'été et environ 19 % en période d'hiver.

Le calcul du revenu unitaire de 2019

Pour le calcul du revenu unitaire provenant des recharges à domicile de l'année 2019, nous utiliserons comme point de départ les prix de la 1re et de la 2e tranche du tarif D proposés par le Distributeur dans le dossier R-4057-2018. La Régie ayant rendu le 5 mars 2019 la décision D-2019-027 qui approuve une hausse de 0,9 % pour tous les tarifs sauf le tarif L, nous savons maintenant qu'elle a accepté la proposition du Distributeur à l'effet de hausser uniformément les deux tranches du tarif D.

Les valeurs de 6,07 ¢ / kWh pour la 1re tranche et de 9,38 ¢ / kWh pour la 2e tranche, telles que proposées initialement, sont donc très proches des prix qui prévaudront lorsque le Distributeur aura procédé aux ajustements finaux suite à la décision sur le fond. Au besoin, nous apporterons nous-mêmes les ajustements additionnels à nos calculs, s'il y a lieu, lors de l'audience prévue au mois d'avril.

Ainsi, sur la base des proportions de kWh facturés en 1re et en 2e tranches du tarif D, en période d'été et en période d'hiver, telles que nous les avons établies à la section précédente, nous aurions, selon le calcul suivant :

En période d'été (244 jours)

59 % des kWh @ 6,07 ¢/kWh

41 % des kWh @ 9,38 ¢/kWh

soit 7,43 ¢ /kWh pendant 244 jours

En période d'hiver (121,25 jours)

27 % des kWh @ 6,07 ¢/kWh

73 % des kWh @ 9,38 ¢/kWh

soit 8,49 ¢/kWh pendant 121,25 jours

Annuellement

7,43 ¢/kWh x 244 jours

8,49 ¢/kWh x 121,25 jours

soit 7,78 ¢/kWh

L'hypothèse d'une hausse de 2 % par année

Le Distributeur fait l'hypothèse que des hausses de 2 % seront autorisées chaque année sur tout l'horizon d'analyse et que ces hausses se traduiront par une augmentation de 2,1 % du tarif D, notamment pour compenser l'exemption des clients au tarif L des augmentations du prix de la fourniture patrimoniale.

Bien que nous n'ayons pas d'objection de principe avec l'hypothèse d'un taux d'inflation projeté de 2 % par an, nous constatons que, au cours des 15 dernières années (2003 à 2018), le tarif D a connu des hausses d'une valeur cumulative de 31,36 %, ce qui représente une moyenne annuelle de 1,85 %. Cette moyenne de 1,85 % / an inclut notamment plusieurs ajustements tarifaires substantiels : 4,4 % en 2003-2004, 5,3 % en 2006 et 4,3 % en 2014.

En ce qui concerne la progression de la 1re tranche du tarif D, elle a été de 24,68 % cumulativement de 2003 à 2018, ce qui correspond à une moyenne annuelle de 1,5 %.

De son côté, le prix de la 2e tranche du tarif D a été augmenté, plusieurs années de suite, dans de plus fortes proportions (1,5 à 2 fois) que celui de la 1re tranche de sorte qu'il a progressé de 52,8 % cumulativement entre 2003 et 2018, soit de 2,9 % / an en moyenne.

Nous notons également que l'augmentation du prix des 2 tranches du tarif D (la portion variable) a compensé pour le gel de la redevance d'abonnement (la portion fixe, qui représente 10,3 % des revenus des tarifs D en 2019, proportion régressant) depuis 2004 et a dû être augmenté davantage au cours des trois dernières années pour compenser le transfert d'une partie des kWh facturés de la 2e à la 1re tranche du tarif (hausse du seuil de 30 à 40 kWh / jour).

Par ailleurs, comme l'a lui-même soutenu le Distributeur lors de l'examen de sa demande tarifaire (R-4057-2018) et tel qu'en a convenu la Régie dans sa décision D-2019-027, une augmentation uniforme des deux tranches du tarif D semble désormais être la pratique privilégiée pour les prochaines années puisqu'*« elle constitue une stratégie plus équilibrée, permettant de mieux refléter la structure de coûts évités de long terme* »[62].

Nous concluons donc que l'application d'une augmentation annuelle de 2,1 % / an au revenu unitaire de 7,78 ¢ /kWh provenant des recharges à domicile tel que nous l'avons calculé pour l'année 2019 en tenant compte de la répartition des recharges à domicile entre les 1re et 2e tranches du tarif D serait appropriée. Un tel taux d'augmentation annuelle correspondrait notamment à l'augmentation annuelle moyenne du tarif D des 15 dernières années (1,85 %) additionné d'une marge suffisante (0,25 %) pour compenser les effets du gel de la redevance d'abonnement et de l'exemption des clients au tarif L relative à l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.

Il refléterait également la hausse uniforme des deux tranches du tarif D reconnue par la Régie.

Le revenu unitaire servant au calcul des recharges effectuées à domicile sur l'horizon d'analyse du Projet serait donc :

Revenu unitaire des recharges à domicile

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
¢ / kWh	7,78	7,94	8,11	8,28	8,45	8,63	8,81	9,00	9,19

L'incidence négative de ce revenu unitaire révisé sur les revenus totaux provenant des recharges à domicile et sur la valeur annuelle nette du Projet pour les années 2019 à 2027 serait de 21,6 M$:

Revenus provenant des recharges à domicile
et valeur annuelle nette du Projet

en milliers $	VAN	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus recharges à domicile		1 667	3 984	6 686	11 489	17 019	28 721	39 430	59 323	74 403
Valeur annuelle nette du Projet		6019	6857	4863	1267	2339	1921	5184	10172	15116
Incidence	(21 620)	(174)	(441)	(780)	(1 121)	(2 208)	(3 900)	(5 614)	(8 795)	(11 508)

[62] R-4057-2018, A-0092, D-2019-027, par. 661 à 664.

c. Effet induit

Le calcul de rentabilité du Distributeur repose en grande partie sur l'effet induit. Tel qu'indiqué aux sections 2 à 4, nous estimons que l'effet induit est beaucoup plus faible que ce que le Distributeur suggère.

À l'extrême, si l'effet induit est nul, les revenus et coûts imputables aux recharges à domicile doivent être retirés de l'analyse de rentabilité.

Puisque la marge de profit sur les ventes à domicile est de 49,8 M$, un effet induit nul fait passé le projet d'une valeur présente positive de 26,9$ à une valeur présente nette négative de -22,9 M$.

Sachant que les BRCC représentent 7% de l'ensemble des bornes et en faisant l'hypothèse qu'une BRCC entraîne un effet induit 5 fois plus grand qu'une borne de niveau 2, l'effet induit attribuable aux BRCC ne représente malgré tout qu'environ 25% de l'effet induit.[63] Sous cette hypothèse, la marge de profit sur les ventes à domicile attribuable au projet doit être réduite de 75% ou 37,5 M$, ce qui fait passer le projet d'une valeur présente positive de 26,9$ à une valeur présente nette négative de -10,6 M$.

d. Valeur résiduelle des investissements

L'analyse de rentabilité du Distributeur affiche une valeur résiduelle des investissements de 54,6 M$. Nous évaluons plutôt cette valeur résiduelle à 42,1 M$ pour les deux raisons suivantes.

D'abord, le Distributeur ne semble inscrire les actifs à la base de tarification qu'au 31 décembre de chaque année. En effet, pour 2027, les valeurs résiduelles sont exactement égales aux investissements suggérant une absence d'amortissement. Comme les actifs sont inscrits à la base de tarification sur une base mensuelle, nous ajoutons 6 mois d'amortissement aux bornes (1/16 de l'investissement) et aux infrastructures (1/40 de l'investissement). Cet ajustement fait passer la valeur résiduelle actualisée de 54,6 M$ à 50,7 M$.

Ensuite, la valeur résiduelle de chacune des vagues d'investissement est inscrite dans la colonne correspondant à l'année de l'investissement. Toutefois, la valeur résiduelle est établie à la fin de 2027 indépendamment du moment de l'investissement. Ainsi, la somme de toutes les valeurs résiduelles devrait être inscrite à l'année 2028 plutôt qu'aux années d'investissement. Cet ajustement fait passer la valeur résiduelle actualisée de 50,7 M$ à 41,2 M$.

[63] (7*5)/[(7*5+93)]= 27%

En somme, l'AQCIE et la FCEI concluent que plusieurs hypothèses de l'analyse de rentabilité sont indûment optimistes et conduisent à une surestimation de la rentabilité du projet et que celui-ci ne rencontre pas le seuil de rentabilité.

7. Incertitude et prudence des investissements et dépenses

Le projet et son analyse de rentabilité sont exposés à plusieurs facteurs de risque et d'incertitudes.

Il y a bien sûr l'effet induit dont nous avons discuté abondamment que nous estimons largement surévalué. Li et al. 2017 suggèrent aussi que cet effet est décroissant avec le nombre de bornes ce qui ajoute à l'incertitude.

L'évolution technologique, combinée à celle des préférences des utilisateurs de VÉ, est également susceptible de modifier de manière importante la demande de recharge, le ratio VEÉ :BRCC requis , la puissance des BRCC, la répartition des besoins entre les bornes de niveaux 1, 2 et 3, etc..

L'apport du secteur privé est également un facteur important. Selon les données fournies par le Distributeur, pas moins de 18 bornes de recharges publiques de niveau 3 ont été mises en service par le secteur privé depuis juillet 2018.[64] Bien que moins important que la contribution du Circuit électrique, cet apport demeure considérable. Différents acteurs privés ont également annoncé leur intention de déployer des bornes de recharge rapide publiques.

La loi donne au Distributeur le mandat de développer un réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques. La Régie doit juger de la prudence du plan mis de l'avant par le Distributeur. L'exercice est difficile par ce que le plan du Distributeur n'est pas clairement défini et est susceptible de changer à tout moment. En effet, le Distributeur établit son plan sur la base de caractéristiques fixes des voitures et des bornes et sur une prévision de ventes, mais il affirme qu'il adaptera son plan au fur et à mesure en fonction de l'évolution de tous ces paramètres.

La prudence relève donc à la fois du plan présenté et du processus par lequel il serait modifié si les circonstances venaient à évoluer, ce qui est presque inévitable. Or, à des concepts généraux, les règles qui guideront le choix des emplacements de bornes restent relativement floues. Le modèle lui-même est en cours d'élaboration et sera raffiné au cours des prochaines années, notamment par une meilleure compréhension des besoins des différents types d'utilisateurs.

> « L'analyse détaillée de l'algorithme actuel par les membres du Circuit électrique et l'ajustement des données doivent avoir lieu au printemps 2019. Les simulations préliminaires réalisées avec le prototype devraient avoir lieu vers la fin du mois

[64] 30 bornes en date de juillet 2018 (B-0004, p.40) et 48 (B-0015, p. 9) en date de janvier 2018.

d'avril 2019. Par la suite, au cours des trois prochaines années, des améliorations pourront être apportées à l'outil, notamment un raffinement de la demande en recharge publique (détermination plus précise des données d'origine-destination) et une prise en compte de différents types (puissances) de bornes. »[65]

Dans l'un des documents cités par le Distributeur, les auteurs posent la question suivante :

> « The number of DC fast-charging compatible EVs with the limited range of today will represent a small minority of all EVs on Canadian roads beyond the 2017 date. Given this reality, should we be deploying DC fast charging taking into consideration the relatively limited range of the few BEVs in the Canadian market today or should we be deploying for the needs of BEVs with a greater range? »[66]

La réponse à cette question demande entre autres de bien comprendre les profils d'utilisation de chaque type de client. La littérature suggère par exemple que les véhicules à faible autonomie sont peu susceptibles de faire des trajets impliquant des recharges à des bornes rapides et encore moins si plus d'une recharge est requise**.** [67] Est-il justifié dans ce contexte de développer les corridors de transport en fonction de ces véhicules.

Face l'incertitude importante qui entoure le projet du Distributeur l'AQCIE et la FCEI soumettent qu'une approche basée sur la prudence doit guider le déploiement du réseau de bornes de recharge.

Recommandation sur le déploiement de bornes

Le projet du Distributeur repose sur la notion d'effet induit. Sur la base de ce concept, il souhaite maintenir un faible ratio de VEÉ :BRCC au cours des prochaines années afin de favoriser l'adoption des VÉ.

> « Fort de ce constat, le Distributeur a établi un portrait du nombre de BRCC à déployer annuellement, selon un ratio qui, à terme, devrait atteindre environ 230 VEÉ par borne[13]. Ce ratio sera volontairement maintenu plus bas au cours des premières années, de l'ordre de 115 VEÉ par borne, afin de favoriser l'adoption des VÉ. » [68]
> (Nous soulignons)

Tel que discuté précédemment, nous estimons que le Distributeur surestime largement cet effet. Pour l'instant, l'effet induit demeure trop faible pour assure la rentabilité du projet et pour justifier un ratio VEÉ : BRCC plus faible que ce qui est nécessaire pour répondre à la demande des véhicules existants ou prévisible à court terme.

[65] B-0015, p. 18, réponse 6.8
[66] Marcon 2016, p. 76
[67] The EV Project, June 2015, What Were the Use Patterns Observed at the Highly Utilized Direct Current Fast Charge Sites?
[68] B-0004, p. 15

De plus, les multiples sources d'incertitudes auxquelles le projet fait face militent en faveur d'une approche modérée du déploiement afin de conserver un maximum de l'attitude pour ajuster le réseau de recharge rapide en fonction de l'évolution des besoins. Un déploiement indûment hâtif réduirait la capacité de s'adapter à l'évolution des besoins en termes de nombre, localisation et nature des bornes. Il risquerait également d'inhiber inutilement le déploiement de réseaux privés en occupant un espace qu'il aurait autrement pu occuper, et donc à coût nul pour les clients du Distributeur.

L'AQCIE et la FCEI se réjouissent de l'adhésion de plus en plus importante aux véhicules électriques et ne remettent pas en question la mission donnée au Distributeur de développer un réseau de recharge publique ni son rôle d'offrir aux électromobilistes un réseau de recharge rapide qui réponde au besoin des utilisateurs. Toutefois, cela doit se faire dans un souci de minimisation des coûts. D'autant plus que le projet tel que soumis présente une rentabilité négative.

Considérant l'absence de démonstration suffisante d'un effet induit significatif et la progression du ratio VEÉ : BRCC nous estimons qu'un déploiement basé sur un ratio VEÉ :BRCC de 175 à l'horizon 2021 est suffisant pour assurer un service adéquat aux utilisateurs. Ce ratio est légèrement plus élevé que celui observé aux États-Unis en 2017, mais s'inscrit dans un contexte de part de marché beaucoup plus importante ce qui est cohérent avec le principe de croissance de ce ratio en fonction de la taille du parc de VÉ.

Contrairement au Distributeur, nous ne croyons pas que ce niveau de déploiement ralentira l'adoption des véhicules électriques.

Sur la base des projections de ventes du Distributeur, ce ratio correspond à environ 400 bornes à l'horizon 2021.

Ainsi, nous recommandons à la Régie d'autoriser le Distributeur à porter le réseau à 400 bornes à l'horizon 2021. Toutefois, si le parc de véhicules devait excéder les prévisions actuelles, le nombre de bornes pourrait être plus élevé.

Au-delà de 2021, nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il présente une mise à jour du projet au cours de l'année 2020. Le Distributeur mentionne que le ratio VEÉ :BRCC optimal à terme est de 250. Les études existantes ne permettent toutefois pas de supporter ce ratio de manière convaincante. En 2020, les connaissances sur les besoins de recharge en général, et en particulier sur les besoins au Québec, se seront alors raffinées et permettront une prise de décision plus éclairée. De plus, le projet du Distributeur suppose un ratio de 230 en 2027 soit 10% plus de bornes que ce qui est prévu par le ratio optimal.

Approuver un déploiement pour les dix prochaines années sur la base du ratio de 230 prévu à ce jour ne nous apparaît pas réaliste dans un contexte d'évolution rapide du marché et des besoins. Les processus décisionnels du Distributeur étant en cours de conception et les critères de conception largement inconnus de la Régie, il ne nous apparaît pas non plus souhaitable d'approuver le projet pour toute sa durée sur la base des processus.

Le dossier à être déposé devrait notamment inclure analyse fine des besoins sur la base des données recueillies par le Circuit électrique et pourrait notamment contenir l'information suivante :

- Impact de la présence de BRCC à proximité du lieu de résidence e la résidence sur le taux d'adoption des véhicules électriques;

- Profil d'utilisation des bornes en fonction de l'autonomie des véhicules;

- Profil d'utilisation des bornes et fréquence des recharges successives multiples;

- Une analyse fine des besoins selon l'autonomie et le type de véhicule sur la base notamment des données recueillies par le Circuit électrique;

- Une ventilation des besoins de bornes entre les différents types de milieux (corridor, ville, village, etc.) et les différentes fonctions (couverture versus demande);

- La description détaillée des critères décisionnels d'établissement de stations pour chacune des fonctions notamment en termes d'espacement et de nombre de bornes (par exemple, le seuil de tolérance à la congestion) et la justification de ces critères ainsi que des analyses de sensibilité sur leur impact respectif.

Cette information permettrait d'établir avec beaucoup plus de rigueur la prudence des investissements que l'utilisation d'un simple ratio.

8. Suivi comptable

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique qu'il ne prévoit pas faire un suivi comptable distinct des dépenses associées au projet puisque celle-ci s'inscrivent dans la formule d'indexation.

« D'emblée, le Distributeur précise que les revenus de recharge aux bornes ou à domicile feront l'objet d'une prévision annuelle. Ainsi, les revenus de recharge aux bornes, correspondant aux Frais de recharge, seront présentés distinctement à la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité tandis que les revenus de recharge à domicile seront intégrés dans les prévisions des ventes du Distributeur et ne pourront faire l'objet d'un suivi distinct.

Les coûts d'approvisionnement liés aux recharges, quant à eux, seront intégrés dans les prévisions d'approvisionnement du Distributeur et ne pourront également faire l'objet d'un suivi distinct.

Les autres coûts découlant du déploiement des BRCC, soit les charges d'exploitation, l'amortissement, la taxe sur les services publics, les frais financiers et le rendement sur les capitaux propres, font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la Formule d'indexation dans le contexte du MRI et ne seront donc pas traités de façon

spécifique dans les dossiers tarifaires. Le Distributeur propose néanmoins de déposer annuellement, dans le cadre de son rapport annuel, un suivi des investissements associés au Projet. »[69]

L'AQCIE et la FCEI demandent qu'un suivi distinct des coûts du projet soit effectué.

D'abord, le fait que les coûts du projet soient inclus dans la formule d'indexation ne constitue pas un motif valable pour ne pas en faire le suivi. Le distributeur continue de suivre ses coûts même en période de mécanisme incitatif et la Régie a ordonné qu'il présente au rapport annuel le détail des coûts, incluant ceux couverts par la formule d'indexation.

De plus, le projet à une particularité importante venant de sa nature qui ne relève pas des activités de distribution d'énergie. Disposer d'un portrait net des coûts relatifs à la distribution pourrait s'avérer important dans le futur.

Finalement, contrairement à l'habitude, le projet ne dispose d'aucun historique. Il est par conséquent difficile de juger du bien-fondé des dépenses d'exploitation prévues. Si la Régie accepte la recommandation de l'AQCIE et la FCEI d'exiger une mise à jour du projet pour les années 2022 et suivantes, cette information historique sera utile.

9. Demande de création d'un compte d'écart et de report

Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de créer, à compter de la date de la présente demande, un compte d'écarts et de reports, hors base de tarification et portant intérêt, pour y comptabiliser tous les coûts ayant un impact sur ses revenus requis associés à la Demande relative à l'établissement du service public de recharge rapide pour véhicules électriques qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun, en considérant le mécanisme de réglementation incitative applicable au Distributeur.[70]

Invité par la Régie à justifier sa demande il ajoute :

> « 4.2 Dans la mesure où les impacts sur les revenus requis des coûts du projet devront être absorbés à même le montant déterminé par la formule d'indexation pour 2019 (référence (iii)), veuillez justifier la demande de création du CÉR à la date de la Demande.
>
> Réponse :
>
> Le Distributeur a jugé prudent de demander dès maintenant la création d'un CÉR valide pour la durée complète du Projet, dont la réalisation s'échelonne sur les années 2018 à 2027, compte tenu de sa particularité. Le Distributeur souligne par ailleurs que, selon le plan de déploiement prévu du Projet présenté au tableau 8 de la pièce

[69] B-0014, pp. 4 et 5, réponse 13.
[70] B-0002, p. 3

> HQD-1, document 1 (B-0004), il n'anticipe pas utiliser le CÉR ni demander de Facteur Z pour ce Projet puisque l'impact annuel prévu est inférieur au seuil de 15 M$ (voir la réponse à la question 4.3.1). Toutefois, le Distributeur pourrait être amené à en faire la demande si des événements particuliers venaient modifier ses prévisions comme, par exemple, un déploiement plus rapide du Projet ou un changement dans la Loi qui ferait en sorte que le seuil annuel de 15 M$ serait atteint. Le Facteur Z permettrait alors de prévoir hors de la Formule d'indexation, sur la base du coût de service, les impacts financiers du Projet alors que le CÉR, si requis, permettrait de récupérer les coûts éligibles à un tel traitement d'une année donnée qui n'auraient pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun. Ainsi, l'étude du caractère nécessaire et raisonnable des sommes présentées à titre de Facteur Z ou qui pourraient être cumulées dans le CÉR, le cas échéant, sera effectuée à même un dossier tarifaire. La présente demande de CÉR ou d'un éventuel Facteur Z ne porte donc pas atteinte au pouvoir de la Régie d'approuver annuellement les impacts sur les revenus requis associés aux coûts du Projet. »

L'AQCIE et la FCEI s'opposent à la demande du Distributeur.

Dans sa cause tarifaire 2019-2020, le Distributeur a demandé la création d'un facteur Z générique afin de capter d'éventuels écarts susceptibles de survenir, mais non identifiés, et d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis.

Dans sa décision[71], la Régie a rejeté la création du facteur Z générique. Elle explique ainsi sa décision :

> « [179] Dans sa décision D-2017-04382, la Régie a reconnu la nécessité de traiter certains coûts à l'extérieur de la Formule d'indexation à titre d'exclusion (Facteur Y) ou d'exogène (Facteur Z), considérant que tous les éléments de coûts d'un revenu requis ne peuvent être intégrés dans cette formule. Elle ajoutait que ces éléments de coûts traités par le biais d'un Facteur Y ou d'un Facteur Z ne pouvaient participer à l'atteinte de l'objectif d'efficience recherché par la Formule d'indexation ni permettre la détermination de tarifs justes et raisonnables s'ils étaient traités à l'intérieur de cette formule

[71] D-2019-027

[180] Dans cette même décision[83], la Régie retenait les critères suivants dans l'établissement d'éléments de coûts à être traités en Facteur Z :

- l'imprévisibilité de l'émergence des éléments de coûts pendant la durée du MRI;
- l'imprévisibilité des montants liés aux éléments de coûts;
- l'insuffisance du contrôle du Distributeur sur les éléments de coûts;
- un seuil de matérialité de 15 M$[84], tant pour la création que le maintien d'un élément de coût en Facteur Z.

[181] Dans sa décision D-2018-067, la Régie a reconnu la nécessité de traiter, notamment, les événements imprévisibles en réseaux autonomes et les pannes majeures par le biais d'un Facteur Z[85]. Elle reconnaissait cependant que le Distributeur pouvait faire face à d'autres éléments de coûts dont il ne pouvait prévoir l'occurrence pendant le MRI. Elle convenait que ces éléments de coûts seraient examinés au cas par cas afin d'établir si les conditions de traitement en Facteur Z sont respectées[86].

[182] En conséquence, ce nouveau régime de fixation des tarifs découlant de la mise en place d'un MRI prévoit expressément qu'un ajustement peut être apporté aux tarifs en cours d'année, dans la mesure où le Distributeur fait face à un événement qui satisfait aux conditions de traitement en Facteur Z. Il est ainsi à la connaissance de tous que, dans le cadre du présent MRI, les coûts reliés à un événement qui survient en cours d'année et qui se qualifie comme Facteur Z, après examen de la Régie, seront pris en considération lors de la fixation des tarifs de l'année subséquente.

[183] Enfin, la Régie juge qu'il est important de préciser la procédure applicable lorsqu'un tel événement survient en cours d'année. Elle demande au Distributeur de l'aviser, par la voie d'une lettre administrative, de son intention de demander un Facteur Z et de préciser la nature de l'événement et du montant anticipé ainsi que son traitement dans un dossier distinct ou dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Cette lettre devra être déposée dans un dossier administratif et rendue publique sur le site internet de la Régie. Lors de l'examen, la Régie devra déterminer si l'événement satisfait aux conditions de traitement en Facteur Z et, dans l'affirmative, elle devra établir les coûts qui seront considérés aux fins de la fixation des tarifs de l'année subséquente. »

La demande du Distributeur est très similaire dans sa nature à la demande de facteur Z générique. Elle vise à créer un compte d'écart pour capter les variations survenues en cours d'année avec l'intention de demander un facteur Z pour récupérer ces écarts éventuellement.

Les facteurs Z approuvés par la Régie (pannes majeures et événements imprévisibles en réseaux autonomes) visent des situations accidentelles qui sont susceptibles de survenir, mais dont on ne peut prévoir le moment de l'occurrence. On sait par exemple qu'un épisode de panne majeure se produira inévitablement, mais on ne sait pas quand.

A priori, il n'y a aucune raison d'anticiper un écart de coût important dans le cadre du projet à l'étude, d'autant plus que le Distributeur a le contrôle entièrement la gestion de cette activité. Ainsi, une accélération volontaire du déploiement relève de son contrôle. Advenant une directive législative ou réglementaire, le Distributeur aurait la possibilité de s'adresser à la Régie, tel que décrit aux paragraphes 182 et 283 de la décision D-2019-027.

10. Sommaire des recommandations

L'AQCIE et la FCEI formulent les recommandations suivantes :

- Limiter le nombre de bornes du circuit électrique à l'horizon 2021 au maximum entre :
    - 400 et
    - 1 borne pour chaque tranche de 175 véhicules entièrement électrique;
- Demander au distributeur de déposer en 2020 une mise à jour du projet pour les années 2021 à 2027 pour approbation;
- Exiger du Distributeur qu'il maintienne une comptabilité distincte de l'ensemble des coûts associés au projet et des revenus aux bornes;
- Refuser la création d'un compte d'écart et de report.

Références

Coffman M., Bernstein P., Wee S., 2017, *Electric vehicles revisited: a review of factors that affect adoption,* Transportation Reviews, vol. 37, issue 1 (sommaire).

Hall D., Lutsey N., octobre 2017, *Emerging best practices for electric vehicle charging infrastructure,* The international council on clean transportation (white paper)

Li S., Tong L., Xing J., Zhou Y., 2017, *The Market for Electric Vehicles: Indirect Network Effects and Policy Design*, Journal of the Association of Environmental and Resource Economists 4, no. 1 (March 2017): 89-133.

Lutsey N. Searle S., Chambliss S., Bandivadekar A., juillet 2015, *Assessment of leading electric vehicle promotion activities in United States cities,* The international council on clean transportation (white paper).

Portland General Electric, 2017, *Transportation Electrification Plan*,(March 2017)

Sierzchula W., Bakker S., Maat K., van Wee B., 2014, *The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption,* Energy Policy, 68, 183–194.

The EV Project, 2015, *What Were the Use Patterns Observed at the Highly Utilized Direct Current Fast Charge Sites?*

Vergis S., Chen B., 2014, *Understanding Variations in U.S.Plug-In Electric Vehicle Markets,* Research Report – UCD-ITS-RR-14-25, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis.

Wood E., Rames C., Muratori M., Raghavan S., Melaina M., 2017a, *National Plug-In Electric VehicleInfrastructure Analysis.* Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Wood, E.; Raghavan, S.; Rames, C.; Eichman, J.; Melaina. M., 2017b, *Regional Charging Infrastructure for Plug-In Electric Vehicles: A Case Study of Massachusetts.* NREL/TP-5400-67436. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Zhang, L., B. Shaffer, T. Brown, and G. Scott Samuelsen. 2015. "The Optimization of DC Fast Charging Deployment in California." *Applied Energy* 157:111–122.