

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'AQCIE-FCEI**

RECHARGES AUX BRCC ET RECHARGES À DOMICILE**Référence(s) :**

- i) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 8, lignes 2 à 4 et Tableau 1.
- ii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 19, 3^e colonne.
- iii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 11, Tableau 6.

Préambule(s)

- i) À la référence i), il est indiqué que le nombre de recharges par borne par mois augmente graduellement, passant de 105 recharges par borne par mois en 2018 à 275 recharges par borne par mois en 2027.
- ii) À la référence ii), parmi les hypothèses qui sous-tendent l'évaluation de l'effet induit du Projet, il est indiqué que HQ prévoit une proportion de 93 % des recharges effectuées à domicile en 2017 et que cette proportion diminue pour s'établir à 80 % vers 2030.
- iii) Au Tableau 6 de la référence iii), on peut constater que la consommation « hors bornes » représente 98 % de la consommation totale en énergie des VÉ en 2018 (25 251 / 25 736), 92,5 % en 2022 (309 183 / 334 269) et 93,7 % en 2027 (1 344 891 / 1 434 635).

Demandes :

- 1.1** Veuillez préciser si l'évolution du nombre de recharges par borne par mois indiqué à la référence i) tient compte de l'hypothèse de la référence ii) quant à la proportion décroissante des recharges effectuées à domicile (93 % en 2017 et 80 % vers 2030).

Veuillez identifier tous les facteurs considérés dans le calcul du nombre de recharges par borne par mois sur l'horizon du Projet.

Réponse :

- 1 **D'emblée, le Distributeur souligne que l'exercice effectué par E3 vise à**
2 **estimer l'effet induit par le Projet sur la croissance du nombre de VÉ et**
3 **l'impact de celle-ci sur les ventes d'électricité à domicile. Il n'a pas utilisé**
4 **directement, aux fins de ses analyses économique et financière du Projet,**
5 **l'ensemble des hypothèses retenues par E3 pour sa propre analyse.**
- 6 **Les recharges dites « à domicile » représentent, dans l'analyse du**
7 **Distributeur, toutes celles effectuées ailleurs qu'aux BRCC du Projet, c'est-à-**
8 **dire les recharges à domicile et les recharges publiques ou privées. Bien**
9 **qu'en pratique, les recharges des véhicules électriques se feront à d'autres**
10 **endroits qu'aux bornes de recharge rapide et à la maison, l'approche**

1 privilégiée a ainsi l'avantage d'être plus simple d'application. En effet, cette
2 dernière évite d'élaborer sur d'autres hypothèses portant sur la provenance et
3 les tarifs du Distributeur associés aux autres recharges, dont le volume est
4 relativement marginal dans le contexte de ce Projet.

5 Le modèle d'analyse du Distributeur attribue implicitement à la portion des
6 recharges en dehors des BRCC du Projet et ailleurs qu'à domicile, le même
7 pourcentage d'effet induit que celui calculé par E3 pour les recharges à
8 domicile. L'analyse du Distributeur ne considère donc aucune augmentation
9 des recharges aux BRCC du Projet, et par conséquent aucune augmentation
10 de leur taux d'utilisation, qui serait due à une baisse anticipée des recharges à
11 domicile comme celle mentionnée à la référence ii). Le nombre de recharges
12 moyen aux bornes est plutôt établi en fonction du plan de déploiement de ces
13 dernières. En effet, le plan de déploiement du Distributeur vise un ratio VEÉ /
14 BRCC suffisant et un taux optimal de recharges aux bornes, au-delà duquel la
15 disponibilité de celles-ci pourrait devenir problématique durant les périodes
16 de plus forte fréquentation et constituer, par le fait même, un frein à
17 l'utilisation de véhicules électriques. C'est ce ratio VEÉ / BRCC qui est le
18 déclencheur pour l'installation d'une nouvelle borne, et c'est ce qui a été
19 reflété dans l'analyse économique. La quantité de GWh consommés aux
20 bornes est ainsi calculée à partir de ce ratio, et la quantité de GWh pour la
21 recharge dite « à domicile » est déduite du total, comme explicité à la pièce en
22 référence iii).

23 En ce qui touche le nombre de recharges mensuelles par borne, voir la
24 réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie
25 à la pièce HQD-2, document 1.

- 1.2 Veuillez expliquer les proportions de la consommation « hors bornes » que l'on constate au Tableau 6 de la référence iii) et concilier ces proportions avec les hypothèses de base utilisées à la référence ii) (93 % des recharges à domicile en 2017 et 80 % vers 2030).

Réponse :

26 Voir la réponse à la question 1.1.

- 1.3 Veuillez notamment préciser si la consommation « hors bornes » présentée au Tableau 6 de la référence iii) correspond à la consommation totale des recharges à domicile.

Dans la négative, veuillez indiquer quelle autre consommation, outre les recharges à domicile, serait incluse dans la consommation « hors bornes » et, le cas échéant, préciser les quantités d'énergie consommée pour chaque sous-groupe.

Réponse :

- 1 **En effet, la consommation « hors bornes » représente, dans le contexte de**
2 **l'analyse présentée, la consommation totale des recharges à domicile (et non**
3 **uniquement l'effet induit, soit la part des recharges à domicile attribuable au**
4 **Projet).**

DONNÉES ET HYPOTHÈSES DE BASE**Référence(s) :**

- i) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 9, lignes 12 à 14 et Tableau 1.
- ii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 19, 3^e colonne.
- iii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 10, lignes 1 à 5 et Tableau 3.
- iv) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 10, lignes 12 et 13 et Tableau 4.
- v) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 19, 2^e et 3^e colonnes.
- vi) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 16, lignes 1 à 3 et page 28, lignes 15 à 18.
- vii) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 35, lignes 16 -17 et note de bas de page 23.
- viii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 17, Tableau 14.

Préambule(s) :

- i) *« Les autres paramètres pertinents à l'utilisation des bornes, dont le temps moyen de 22 minutes d'une recharge et la puissance nominale de 50 kW par borne, demeurent constants sur l'horizon de l'analyse. »*
(nous soulignons)

Au Tableau 1, on observe un temps moyen de recharge de 22,2 minutes.

- ii) À la référence ii), il est indiqué que le scénario de référence et le scénario de HQ ont tous les deux comme hypothèse de base que le rendement en consommation d'énergie des VÉ s'améliorera sur l'horizon de l'analyse, passant de 20 kWh / 100 km en 2017 à 15 kWh / 100 km en 2030.
- iii) *« L'énergie consommée par la recharge d'un véhicule à une borne est obtenu en multipliant le temps moyen de recharge à une borne, soit 22 minutes, par la puissance nominale d'une borne, soit 50 kW. Cette quantité est multipliée par le nombre de recharges prévu et par le nombre moyen de bornes en opération pour une année donnée afin d'obtenir l'énergie totale consommée par les recharges aux bornes. »*

Le Tableau 3 présente l'énergie totale consommée par les recharges aux bornes pour chacune des années de l'horizon de l'analyse.

- iv) « Le Tableau 4 présente le nombre de véhicules additionnels prévus ainsi que l'énergie consommée annuellement par un véhicule parcourant 18 000 km. »
(nous soulignons)

Le Tableau 4 présente une consommation annuelle par VÉ de 3 780 kWh, constante sur tout l'horizon de l'analyse, ce qui correspond à un rendement de 21 kWh / 100 km pour un véhicule parcourant 18 000 km.

- v) À la référence v), 2^e colonne, il est indiqué que, dans le scénario HQ, la part de marché des VEÉ (BEVs) par rapport aux VHR (PHEVs) augmente progressivement pour atteindre 90 % vers 2027.

À la 3^e colonne, il est indiqué que les deux scénarios ont comme hypothèses que les VEÉ parcourent 18 000 km / an (EVMT for BEVs) et que les VHR parcourent 5 400 km / an en mode électrique (EVMT for PHEVs), soit 30 % de la distance annuelle d'un VEÉ. Les deux hypothèses sont constantes sur l'horizon de l'analyse.

- vi) À la référence vi), on peut lire :

page 16, lignes 1 à 3

« La prévision du nombre de véhicules a été établie sur la base d'hypothèses de croissance et de pénétration de ce type de véhicules. Elle considère une part de marché décroissante des VHR, en accord avec le consensus mondial à cet effet. »

et page 28, lignes 15 à 18

« En mai 2018, 46 % du parc de VÉ québécois est constitué de VEÉ et 54 % de HHR. Cette tendance est appelée à s'inverser afin de rejoindre celle déjà observée ailleurs dans le monde. À l'horizon 2026, le Distributeur anticipe que 80 % des VÉ sur les routes du Québec seront des VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur une BRCC. »

(nous soulignons)

- vii) HQD mentionne que le temps requis pour obtenir 80% d'une recharge complète est d'environ 20 à 30 minutes en conditions optimales mais environ le double, soit 45 à 60 minutes, en conditions hivernales.

Demandes :

- 2.1** Après vérification, l'analyste de la FCEI conclut que le temps moyen d'une recharge à la base du scénario est de 22,2 minutes (tel qu'indiqué au Tableau 1) pour une recharge moyenne de 18,5 kWh.

Cette valeur unitaire de base produit très exactement la consommation totale d'énergie aux BRCC de l'année 2027 (Tableau 3, référence iii)), notamment, si l'on applique rigoureusement tous les facteurs du calcul mentionnés :

275 recharges par mois, soit 3 300 recharges par an par borne x nombre moyen de 1 470 bornes = 4 851 000 recharges x 18,5 kWh = 89 744 MWh

Veuillez confirmer que la valeur unitaire par recharge aux BRCC utilisée est 18,5 kWh.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

2.1.1 Veuillez confirmer que cette valeur de base (18,5 kWh par recharge aux BRCC) est utilisée par HQ dans tous ses calculs de l'énergie consommée aux BRCC sur tout l'horizon d'analyse.

Dans la négative, veuillez indiquer toute autre valeur de base utilisée et/ou expliquer dans le détail tout ajustement du calcul effectué.

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

2.1.2 Veuillez vérifier la consommation d'énergie indiquée au Tableau 3 (référence ii) pour chaque année de l'horizon d'analyse et apporter les correctifs le cas échéant.

En fonction des données de base mentionnées, nous calculons 489,5 MWh en 2018 (plutôt que 486), 2 637,4 MWh en 2019 (plutôt que 2 625) ...

Réponse :

3 **Le Distributeur confirme que les résultats présentés au tableau 3 pour la**
4 **consommation d'énergie aux bornes ne sont pas erronés.**

5 **L'écart entre les résultats présentés au tableau 3 et les calculs de l'intervenant**
6 **provient du fait que la valeur du Nombre moyen de bornes en opération sur**
7 **12 mois, apparaissant au tableau 1, est arrondie. Les valeurs exactes, pour**
8 **2018 et 2019, sont respectivement de 20,833 et de 107,5.**

2.2 Veuillez expliquer la contradiction apparente entre l'hypothèse de consommation d'un VÉ mentionnée à la référence iv) (21 kWh / 100 km, constante sur tout l'horizon d'analyse) et les hypothèses mentionnées à la référence ii) (20 kWh / 100 km en 2017 diminuant à 15 kWh / 100 km vers 2030).

Réponse :

9 **Le Distributeur a utilisé, dans son analyse, la moyenne actuelle de**
10 **consommation donnée par RNCAN (Ressources naturelles Canada)¹, soit**
11 **21 kWh/100 km.**

12 **Le Distributeur souligne que le terme « HQ Scenario » indique le scénario**
13 **incluant le Projet utilisé par E3 aux fins de son estimation de l'effet induit. Il ne**

¹ <https://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/oeef/pdf/transportation/tools/fuelratings/Guide%20de%20consommation%20de%20carburant%202018.pdf>.

1 **correspond pas nécessairement à l'ensemble des hypothèses utilisées par le**
2 **Distributeur dans ses analyses économique et financière du Projet.**

2.3 Veuillez confirmer que l'analyse économique repose sur une hypothèse de consommation de 21 kWh / 100 km et d'une distance parcourue de 18 000 km / an pour tous les VÉ additionnels prévus sur l'horizon du Projet.

Dans l'affirmative, veuillez justifier l'utilisation de cette hypothèse (une consommation de 21 kWh / 100 km, constante sur l'horizon d'analyse, pour tous les VÉ additionnels) compte tenu des hypothèses mentionnées aux références ii), v) et vi).

Dans la négative, veuillez préciser quelles sont les hypothèses sous-jacentes à l'analyse économique en ce qui concerne :

- les types de véhicules considérés (VEÉ seulement ou VEÉ et VHR);
- la proportion et le nombre de véhicules de chaque type (VEÉ vs VHR), le cas échéant, pour chacune des années de l'horizon d'analyse;
- la distance parcourue annuellement pour chacun des deux types de véhicules;
- la consommation (kWh / 100 km) pour chacun des types de véhicules considérés dans l'analyse économique et pour chaque année de l'horizon du Projet.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

4 **Voir également la réponse à la question 2.2.**

2.4 Veuillez indiquer si les hypothèses mentionnées aux références v) et vi) sont appliquées dans l'analyse économique du Distributeur.

Dans l'affirmative, veuillez expliquer de quelle façon ces hypothèses sont appliquées.

Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

5 **Le Distributeur a tenu compte dans son analyse économique de l'hypothèse**
6 **mentionnée à la référence vi) et a considéré que 80 % de tous les VÉ en**
7 **circulation à l'horizon 2027 seront des VEÉ.**

8 **Le Distributeur a été plus conservateur quant à sa prévision de la part de**
9 **marché de VEÉ par rapport à celle présentée à la référence v) voulant que**
10 **90 % des VÉ en circulation en 2027 seraient des VEÉ. Le choix de retenir**
11 **l'hypothèse présentée à la référence v) aurait eu peu d'impact sur les résultats**
12 **de l'analyse.**

1 **Voir également la réponse à la question 2.2, de même que la réponse à la**
2 **question 16.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
3 **HQD-2, document 1.**

2.5 Veuillez indiquer si le temps de recharge très variable sur une base saisonnière (mentionné à la référence vii) est pris en compte dans le calcul du temps de recharge moyen aux BRCC (22,2 minutes) utilisé dans l'analyse économique.

Dans l'affirmative, veuillez démontrer de quelle façon.

Dans la négative veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 5.5 du ROEE à la pièce HQD-2, document 4.**

2.6 Veuillez indiquer si la distance moyenne parcourue par année de 18 000 km est validée par des observations empiriques sur des véhicules tout électriques?

Réponse :

5 **Les statistiques officielles sur la distance annuelle moyenne parcourue par les**
6 **véhicules légers, au Québec ou au Canada, sont rares et datent généralement**
7 **de plusieurs années. La distance annuelle moyenne parcourue de 18 000 km**
8 **est souvent utilisée, par exemple par le CAA.**

9 **Dans le cadre de l'examen de la *Loi visant l'augmentation du nombre de***
10 ***véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions***
11 ***de gaz à effet de serre et autres polluant*, on a utilisé² des distances moyennes**
12 **parcourues par les utilisateurs québécois en 2014 de l'ordre de 15 970 km dans**
13 **le cas d'un véhicule tout électrique et de 18 666 km dans le cas d'un hybride.**
14 **Toutefois, à cette époque, l'autonomie des véhicules électriques était nettement**
15 **inférieure à ce qu'elle est aujourd'hui et a fortiori, de ce qu'elle sera demain.**
16 **Compte tenu de ce qui précède, de l'autonomie grandissante des véhicules**
17 **électriques et de leur popularité, le Distributeur a retenu la valeur de 18 000 km**
18 **comme base de calcul, sur toute la durée de l'analyse.**

2.7 Veuillez produire une analyse de sensibilité de la rentabilité sous l'hypothèse que les véhicules tout électriques parcourent 15 000 km par an. Veuillez produire le résultat sous le format du tableau 14 de la référence (viii)

² <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/vze/AIR-reglement201712.pdf>,
tableau 13.

Réponse :

- 1 Voir la réponse à la question 16.2 de la demande de renseignements n° 1 de la
2 Régie à la pièce HQD-2, document 1.

**IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES AUX BRC
ET DES RECHARGES À DOMICILE**

Référence(s) :

- i) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 9, lignes 15 à 18 et page 10, Tableau 2.
- ii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 10, lignes 6 à 8 et Tableau 3.
- iii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 11, lignes 1 à 4 et Tableau 5.
- iv) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 11, lignes 10 à 12 et Tableau 6.
- v) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 8, Figure 1.

Préambule(s) :

- i) « Le Tableau 2 présente la contribution moyenne en puissance d'une BRCC sur la pointe du réseau du Distributeur, établie selon le nombre mensuel prévu de recharges par borne. L'impact moyen à la pointe du réseau des bornes croît proportionnellement à leur taux d'utilisation. Il passe donc de 2,4 kW en 2018 à 6,3 kW en 2027. »
- ii) « L'impact total en puissance à la pointe des bornes est obtenu en multipliant le nombre moyen de bornes en opération à chaque année par l'impact en puissance d'une borne à la même année. »
- iii) « La contribution moyenne en puissance à la pointe du réseau de la recharge à domicile est de 0,6 kW par véhicule électrique rechargeable. Comme le montre le tableau 5, l'analyse économique retient l'hypothèse que cette quantité de puissance demeure constante pour chaque année de l'horizon d'analyse. »
- iv) « L'impact total en puissance des recharges à domicile est déterminé en fonction du nombre de véhicules additionnels prévu, de l'effet induit ainsi que de l'impact unitaire en puissance de la recharge à domicile, considérant la contribution moyenne par VÉ présentée au tableau 5. »
- v) La Figure 1 mentionnée à la référence v) présente le profil moyen de recharge d'un véhicule électrique au Québec lors d'une journée froide d'hiver - prévision à l'horizon 2027.

Selon le profil de recharge présenté à la figure 1, la recharge quotidienne d'un VÉ lors d'une journée froide d'hiver serait de 16,5 kWh / 24 heures, ce qui correspond à une contribution horaire moyenne de 6,5 kW.

Lors des heures de pointe de fin de journée, soit de la 18^e jusqu'à la 23^e heure inclusivement, la contribution en puissance par VÉ atteint 1kW et plus, avec une pointe de 1,3 kW aux 20^e et 21^e heures.

Demandes :

3.1 Concernant le calcul de la contribution moyenne en puissance d'une BRCC sur la pointe du réseau présenté à la référence i), le calcul effectué par la FCEI à partir des données du Distributeur et selon sa formule donne les résultats suivants :

2018 :

22,2 minutes / recharge x 105 recharges par borne = 2 331 minutes, ou 38,85 heures par mois, ce qui correspond à un taux de 38,85 / 730, soit 5,322 % et puissance nominale de 50 kW x 0,05322 = 2,66 kW

2027 :

22,2 minutes / recharge x 275 recharges par borne = 6 105 minutes, ou 101,75 heures par mois, ce qui correspond à un taux de 101,75 / 730, soit 13,94 % et puissance nominale de 50 kW x 0,1394 = 6,97 kW

Veillez présenter le calcul détaillé effectué par le Distributeur pour en arriver à une contribution unitaire par borne de 2,4 kW en 2018 et 6,3 kW en 2027.

Réponse :

1 **La méthode de calcul présentée par l'intervenant permet en effet de**
2 **déterminer la contribution moyenne en puissance d'une BRCC mais omet**
3 **d'inclure le facteur de coïncidence de cette charge avec la pointe du réseau.**
4 **Cette approche repose également sur l'hypothèse que l'utilisation des bornes**
5 **est répartie uniformément sur toutes les heures de l'année.**

6 **Or, les données recueillies montrent que :**

- 7 • **la consommation est nettement moindre pour une journée d'hiver que**
8 **pour une journée moyenne dans l'année ;**
- 9 • **la consommation journalière est à son maximum durant l'été ;**
- 10 • **la consommation est moindre pour un jour de semaine par rapport à la**
11 **fin de semaine ;**
- 12 • **les bornes sont sollicitées davantage à certaines heures de la journée**
13 **qu'à d'autres.**

14 **Le Distributeur tient à rappeler que la pointe des besoins du réseau survient**
15 **une journée de la semaine en hiver. Pour les fins de son analyse, le**
16 **Distributeur a retenu l'hypothèse que la consommation journalière d'une**
17 **BRCC à la journée de pointe serait équivalente à la consommation journalière**
18 **moyenne sur l'année, soit la consommation annuelle divisée par 365 jours, et**
19 **ce, malgré les caractéristiques de recharge observées. Pour ce qui est du**

1 **profil horaire de la consommation d'une BRCC lors de la journée de pointe du**
2 **Distributeur, il s'appuie sur les variations horaires observées sur l'échantillon**
3 **de bornes de recharge rapide.**

4 **Sur la base du profil de consommation d'une BRCC lors de la journée de**
5 **pointe du Distributeur ainsi obtenu et des heures d'occurrences des pointes**
6 **d'hiver du réseau sous des conditions climatiques historiques, le Distributeur**
7 **a pu déterminer les valeurs de 2,4 kW en 2018 et 6,3 kW en 2027, qui**
8 **représentent l'impact moyen à la pointe, c'est-à-dire l'impact moyen d'une**
9 **recharge aux bornes pour la période qui coïncide avec la pointe du**
10 **Distributeur.**

3.2 Veuillez indiquer si le calcul de la contribution unitaire moyenne en puissance d'une BRCC sur la pointe du réseau tient compte du temps de recharge presque deux fois plus long en conditions hivernales par rapport au temps requis pour la même recharge en conditions optimales.

Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment le calcul du Distributeur intègre cette importante variation saisonnière.

Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

11 **L'impact en puissance des BRCC à la pointe du réseau s'appuie sur des**
12 **données réelles de consommation. Voir la réponse à la question 3.1.**

3.3 Veuillez indiquer si le calcul de la contribution unitaire moyenne en puissance d'une BRCC sur la pointe du réseau tient compte du profil journalier de consommation aux bornes BRCC ou suppose une consommation uniforme durant toute la journée.

Réponse :

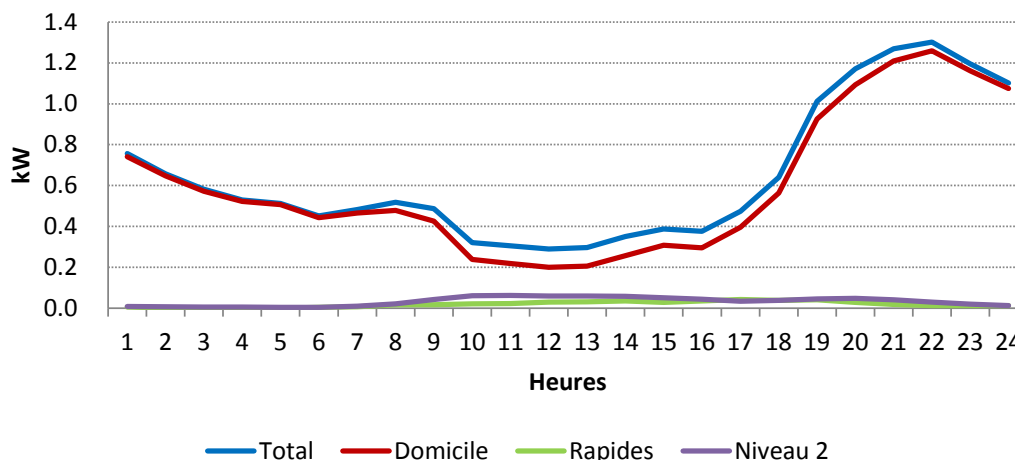
13 **Voir la réponse à la question 3.1.**

3.4 Veuillez ventiler la Figure 1 de la référence (v) entre la recharge à domicile, la recharge aux bornes BRCC et la recharge aux autres endroits.

Réponse :

14 **La figure R-3.4 présente l'information demandée.**

FIGURE R-3.4 :
VENTILATION DU PROFIL MOYEN DE RECHARGE
D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC PAR TYPE DE RECHARGE



3.5 L'impact total en puissance à la pointe des bornes présenté au Tableau 3 de la référence ii) est de 0,3 MW en 2019 (0,270 arrondi, selon les chiffres de HQD) et de 9,2 MW en 2027 (9,261 MW arrondis, selon les chiffres de HQD).

selon nos calculs, il serait de 0,301 MW en 2019 (2,79 kW x 108 bornes)
et de 10,246 MW en 2027 (6,97 kW x 1 470 bornes)

Veillez valider ou réviser vos résultats en ce qui concerne l'impact total en puissance des bornes selon que vous maintenez ou pas votre calcul de la contribution unitaire en puissance d'une BRCC.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les résultats présentés au tableau 3 pour**
2 **l'impact en puissance à la pointe des bornes ne sont pas erronés.**

3 **L'écart entre les résultats présentés au tableau 3 et les calculs de l'intervenant**
4 **provient de l'utilisation de valeurs arrondies pour le Nombre moyen de bornes**
5 **en opération sur 12 mois (voir la réponse à la question 2.1.2) et pour la**
6 **Contribution en puissance par borne (tableau 2). Dans ce dernier cas, les**
7 **valeurs exactes, pour 2019 et 2027, sont respectivement de 2,51 kW et de**
8 **6,27 kW.**

3.6 Veuillez indiquer si le calcul de la contribution unitaire en puissance d'une BRCC à la pointe du réseau effectué par le Distributeur tient compte du déplacement prévu des recharges à domicile (93 % en 2017, 80 % en 2030) vers une plus grande proportion de recharges aux BRCC (B-0005, page 19, 3^e colonne).

Dans l'affirmative, veuillez préciser de quelle façon.

Dans la négative veuillez justifier.

Réponse :

1 **Comme indiqué en réponse à la question 1.1, le Distributeur n'a pas utilisé**
2 **directement, aux fins de ses analyses économique et financière du Projet,**
3 **l'ensemble des hypothèses retenues par E3 pour sa propre analyse. En**
4 **conséquence, il n'a pas considéré explicitement une baisse anticipée des**
5 **recharges à domicile, qui se traduirait par une augmentation des recharges**
6 **aux BRCC du Projet. Ainsi, le calcul de la contribution en puissance d'une**
7 **BRCC à la pointe du réseau ne tient pas compte d'un tel déplacement des**
8 **recharges. L'analyse du Distributeur alloue une contribution moyenne en**
9 **puissance à la pointe du réseau de 0,6 kW par VÉ pour toutes les recharges**
10 **ailleurs qu'aux BRCC du Projet, ce qui est représentatif du profil de recharge à**
11 **domicile.**

12 **L'impact en puissance des BRCC s'appuie sur leur consommation annuelle**
13 **d'énergie prévue pour les années 2018 à 2027.**

14 **Voir également la réponse à la question 1.1.**

3.7 Veuillez concilier l'affirmation mentionnée à la référence iii) à l'effet que « la contribution moyenne en puissance à la pointe du réseau de la recharge à domicile est de 0,6 kW par véhicule électrique rechargeable » avec le profil de recharge d'un VÉ au Québec par une journée froide d'hiver présenté à la Figure 1 de la référence v).

Veuillez notamment préciser si la contribution horaire moyenne en puissance d'un VÉ de 0,65 kW illustrée à la Figure 1 inclut uniquement les recharges à domicile ou également les recharges aux bornes.

Réponse :

15 **Le profil de recharge moyen présenté à la figure 1 tient compte de la recharge**
16 **à domicile et de celle aux bornes.**

17 **Le Distributeur a présenté la méthode d'estimation de l'impact sur la pointe en**
18 **réponse à la question 7.5 de la FCEI à la pièce HQD-14, document 6 (B-0072)**
19 **du dossier R-4057-2018.**

3.8 Veuillez préciser comment le Distributeur définit la « pointe du réseau » lorsqu'il présente la contribution unitaire en puissance d'une BRCC ou la contribution moyenne en puissance à la pointe du réseau d'une recharge à domicile.

Veuillez notamment indiquer, en tenant compte du profil de recharge illustré à la Figure 1 (référence v)), quelle serait la contribution en puissance d'une recharge à domicile lors d'une pointe du réseau survenant vers 20h00 lors d'une journée froide d'hiver.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient à préciser que la pointe du réseau survient en matinée**
2 **entre les heures 7 et 10 et en soirée entre les heures 16 et 18. À ce titre, le**
3 **Distributeur évalue que la probabilité d'observer la pointe du réseau à 20h est**
4 **nulle, et ce, même en ajoutant plus de 400 000 véhicules dont le profil de**
5 **consommation correspond à celui de la figure 1.**

6 **Bien qu'il soit improbable d'observer une pointe du réseau à 20h, le**
7 **Distributeur estime que l'impact d'une recharge à domicile à 20h lors d'une**
8 **journée froide d'hiver est de 1,2 kW par véhicule.**

3.9 Veuillez confirmer que le calcul effectué par le Distributeur au Tableau 6 (référence iv)) pour établir l'impact total en puissance à la pointe du réseau des recharges à domicile est bien le suivant :

Pour 2019
 $19\,865$ (VÉ additionnels prévus) \times $0,6$ kW (impact unitaire en puissance) \times 30% (effet induit) = $3,576$ MW (arrondi à $3,5$ MW au Tableau 6)

Dans la négative, veuillez indiquer quel est le calcul effectué.

Réponse :

9 **Le Distributeur souligne que la valeur de l'effet induit de 30 % pour l'année**
10 **2019 correspond exactement à 29,577 %. En tenant compte de cette précision**
11 **et en employant la méthode de calcul présentée par l'intervenant, l'impact à la**
12 **pointe des recharges à domicile équivaut à 3 525 kW.**

3.10 Veuillez confirmer que l'impact total en puissance des recharges à domicile de l'ensemble des VÉ additionnels prévus en 2027 serait de 228 MW ($379\,533$ VÉ additionnels \times impact unitaire de $0,6$ kW).

Réponse :

13 **Le Distributeur souligne que la valeur de l'effet induit de 60 % pour l'année**
14 **2027 correspond exactement à 60,199 %. En tenant compte de cette précision**
15 **et en employant la méthode de calcul présentée par l'intervenant, l'impact à la**
16 **pointe des recharges à domicile équivaut à 137 085 kW.**

COÛTS ÉVITÉS

Référence(s) :

- i) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 13, Tableau 9 et page 14, Tableau 10.
- ii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 13, note de bas de page no 6.
- iii) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 13, lignes 21 à 25.
- iv) R-4057-2018, B-0015, HQD-4 doc 3, page 11, lignes 23 à 26.

Préambule(s) :

- i) Les Tableaux 9 et 10 de la référence i) présentent respectivement les intrants utilisés pour le calcul du coût évité en énergie selon que la recharge est effectuée aux bornes (basé sur le tarif M – tous les usages) ou à domicile (basé sur le tarif D – tous les usages).
- ii) *« Au moment du dépôt de la preuve, le Distributeur ne disposait pas d'un profil précis pour la recharge aux bornes rapides. La prise en compte des caractéristiques de consommation du tarif M pour les fins de l'analyse économique demeure un choix conservateur, puisque les premières informations relatives au profil de consommation des BRCC indiquent qu'il y a davantage d'énergie consommée en été qu'en hiver. »*
- iii) *« En activité depuis 2012, le Circuit électrique dispose déjà d'une importante banque de données, bâtie grâce à des sondages auprès des clients et des statistiques à propos, par exemple, des temps de recharge par types de véhicules ou de l'utilisation détaillée des bornes de recharge par secteurs et types de bornes. Fort de cette expérience, le Distributeur a déjà ciblé les zones prioritaires à couvrir. »*
- iv) *« Ce coût évité [de la fourniture en énergie] est calculé par usages et catégories de clients, en tenant compte de la répartition de ceux-ci selon quatre périodes (pointe d'hiver, hors pointe d'hiver, pointe des autres mois de l'année, hors pointe des autres mois de l'année), ainsi qu'en appliquant les pertes en énergie associées aux catégories de clients. »*

Demandes :

- 4.1** Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI et l'AQCIE à l'effet que, aux tableaux 9 et 10, la « période d'hiver » correspond aux 2904 heures du 1^{er} décembre au 31 mars et que la période de « pointe » correspond aux heures de pointe du marché de New York, soit de 7h à 23h les jours ouvrables et ce, tant en hiver que hors hiver.

Dans la négative, veuillez préciser à quoi correspondent, exactement, la « période d'hiver » et la période de « pointe » utilisées pour le calcul du coût évité en énergie tant dans le cas de la recharge aux BRCC que la recharge à domicile.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme.**

4.2 Veuillez identifier, en les regroupant par catégories, les différentes informations et statistiques issues de la base de données du Circuit électrique (référence iii) dont dispose le Distributeur et permettant de modéliser le profil d'utilisation des BRCC.

Réponse :

1 **Le Distributeur dispose des données de consommation pour un échantillon de**
2 **140 bornes de recharge rapide. Pour les fins de modélisation du profil**
3 **d'utilisation des BRCC, les données pertinentes sont les statistiques**
4 **recueillies pour chaque session de recharge, soit la date et l'heure du début**
5 **de la session ainsi que le temps de recharge.**

6 **De plus, le Distributeur a analysé les données de consommation des BRCC**
7 **sur la période de novembre 2016 à avril 2018, ce qui lui permet de caractériser**
8 **la consommation des bornes en fonction des jours de la semaine et de la**
9 **saison.**

4.2.1 Veuillez déposer les données relatives au profil d'utilisation des BRCC dont dispose le Distributeur.

Réponse :

10 **Au-delà du volume important de données demandées, le Distributeur soutient**
11 **respectueusement que les résultats de l'analyse de la caractérisation du profil**
12 **de consommation des BRCC du Distributeur est suffisante dans le cadre du**
13 **présent dossier.**

4.2.2 Veuillez indiquer quel est l'état d'avancement du travail effectué par le Distributeur depuis le dépôt de sa preuve pour définir plus précisément le profil de recharge aux BRCC.

Veuillez notamment présenter les conclusions les plus récentes du Distributeur en ce qui concerne la répartition saisonnière et horaire des recharges effectuées aux BRCC.

Réponse :

14 **Le présent dossier fait état des plus récents travaux du Distributeur quant à la**
15 **caractérisation du profil de recharge des BRCC. Voir également les réponses**
16 **aux questions 3.1 et 4.2.**

4.3 Veuillez expliquer en quoi les caractéristiques de consommation du tarif M – tous les usages sont comparables au profil de recharge aux BRCC et, notamment, démontrer en quoi il s'agit d'un choix approprié pour établir le coût évité en énergie des recharges aux BRCC.

Réponse :

1 **Comme mentionné dans l'extrait au préambule ii), le Distributeur a usé de**
2 **prudence en utilisant le profil de consommation du tarif M – tous les usages.**
3 **Les données réelles à ce jour tendent en effet à démontrer que davantage**
4 **d'énergie est consommée aux bornes en été qu'en hiver. Les résultats de**
5 **l'analyse économique n'en sont que plus robustes. Voir à ce sujet la réponse**
6 **à la question 4.3.2.**

7 **Le Distributeur souligne que les coûts d'approvisionnements à la marge de la**
8 **recharge aux bornes, en énergie et en puissance, comptent pour moins de**
9 **10 % des coûts d'approvisionnements totaux considérés dans l'analyse**
10 **économique.**

4.3.1 Au Tableau 9 de la référence i), la FCEI remarque que la part de l'énergie consommée en hiver au tarif M est établie à 37,4 % alors que les heures d'hiver représentent 33,15 % de l'année (2 904 / 8760 heures). La proportion de l'énergie consommée hors hiver au tarif M est donc de 62,6 % (intrant du calcul, page 13) pour 66,85 % de l'année (5 856 / 8760 heures).

Veillez confirmer ou, dans la négative, veuillez préciser.

Veillez également confirmer qu'il s'agit bien de la portion de l'énergie consommée au tarif M – tous les usages. Sinon, veuillez préciser.

Réponse :

11 **Le Distributeur confirme ces deux affirmations.**

4.3.2 Veuillez expliquer en quoi l'utilisation des caractéristiques de consommation du tarif M- tous les usages pour établir le coût évité en énergie des recharges aux BRCC « demeure un choix conservateur » selon le Distributeur par rapport au coût évité en énergie attendu de l'utilisation des BRCC.

La compréhension de la FCEI et l'AQCIÉ est que, s'il y a davantage d'énergie consommée en été qu'en hiver aux BRCC, le coût évité en énergie serait moindre (que celui du tarif M – tous les usages) et que l'utilisation d'un coût évité en énergie plus bas aurait pour effet d'améliorer la VAN calculée par le Distributeur dans son analyse économique, d'où son affirmation à l'effet que l'utilisation du coût évité du tarif M est un choix conservateur.

Veillez élaborer.

Réponse :

12 **Le profil de recharge observé aux BRCC en service actuellement tend à**
13 **démontrer que la consommation moyenne mensuelle à ces bornes est plus**
14 **importante durant les mois d'été qu'en hiver.**

1 **Le Distributeur confirme la compréhension de la FCEI et de l'AQCIE selon**
2 **laquelle l'utilisation du tarif M est un choix conservateur pour établir le coût**
3 **évité de l'énergie consommée des recharges aux BRCC dans la mesure où**
4 **d'avantage d'énergie est consommée en période hors hiver.**

4.4 Le Distributeur calcule le c t évité en énergie comme si les approvisionnements additionnels requis pour la recharge des V  (aux BRCC ou à domicile, indifféremment)  taient répartis tout au long de l'année, que ce soit en période d'hiver ou hors hiver.

Nous nous interrogeons à savoir si, dans le fait, les approvisionnements additionnels qui seront requis pour la recharge des V  ne nécessiteront des approvisionnements additionnels qu'en période d'hiver sur l'horizon d'analyse, les approvisionnements hors hiver en énergie étant largement couverts par l'énergie patrimoniale inutilisée. Dans ce cas, le c t réel des approvisionnements additionnels en énergie serait celui de l'énergie patrimoniale au moins pour toutes les heures hors hiver.

Veuillez commenter.

Réponse :

5 **Le Distributeur tient à rappeler l'utilisation des profils de consommation du**
6 **tarif D et du tarif M implique une allocation de la consommation annuelle**
7 **différenciée pour les mois d'hiver et hors hiver et non une répartition uniforme**
8 **de cette consommation tout au long de l'année comme le laissent entendre**
9 **les intervenants. Parall mement, les c ts évités de l'énergie d'hiver et de**
10 **l'énergie hors hiver sont alloués aux volumes de consommation spécifiques**
11 **pour ces périodes afin de refléter la valeur de l'énergie additionnelle à**
12 **approvisionner.**

INVESTISSEMENTS ET DURÉE DE VIE - BORNES

Référence(s) :

- i) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 16, lignes 7 à 10.
- ii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 9, Tableau 1.
- iii) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 17, Tableau 14.

Préambule(s) :

- i) « *L'analyse économique du Projet tient compte des durées de vie utile des équipements selon le type d'installation, soit les bornes et les infrastructures. Ces durées de vie ont fait l'objet d'une analyse, laquelle attribue une durée de vie*

moyenne de 8 ans pour les bornes de recharge et de 20 ans pour les infrastructures. »

- ii) Le Tableau 1 de la référence i) indique qu'en 2026, en plus des 200 bornes additionnelles prévues, 50 bornes installées en 2018 et arrivées en fin de vie utile devront être remplacées, pour un total de 250 bornes.
- iii) Le tableau 14 de la référence iii) présente les investissements pour chacune des années de l'horizon d'analyse.

Demandes :

- 5.1** En divisant la valeur des investissements annuels associés aux bornes indiquée au Tableau 14 de la référence iii) par le nombre de bornes dont l'installation est prévue (incluant les remplacements à partir de 2026) indiqué au Tableau 1 de la référence ii), on obtient un coût unitaire initial de 36 740 \$ par borne en 2018 (1 837 000 \$ / 50) et qui atteint 44 039 \$ par borne en 2027 (14 753 000 \$ / 335).

Veuillez confirmer que l'augmentation du prix unitaire est liée à une majoration de 2% par an du coût initial sur l'horizon d'analyse. Sinon, veuillez préciser.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Il tient également à préciser que les coûts**
2 **unitaires par borne sont représentatifs des différents types d'installations. Le**
3 **plan de déploiement des BRCC présenté est spécifique pour chaque année du**
4 **projet et la configuration des nouvelles bornes installées varie d'une année à**
5 **l'autre selon le type d'installations.**

- 5.2** Veuillez fournir une indication du nombre de bornes additionnelles dont l'installation serait requise pour chacune des années 2028, 2029 et 2030 afin de maintenir un ratio de 250 VÉ / BRCC advenant que les objectifs gouvernementaux de 390 000 VÉ en 2027 et de 1 000 000 de VÉ vers 2030 soient atteints.

Réponse :

6 **Avec une augmentation annuelle linéaire du nombre de véhicules électriques**
7 **immatriculés, pour des bornes de 50 kW, il faudrait compter, en moyenne,**
8 **l'installation de 270 BRCC pour chacune de ces années. Cette prévision est**
9 **faite sous réserve des ajustements à prendre en considération pour**
10 **l'évolution technologique à anticiper, tant pour les véhicules électriques que**
11 **pour les bornes de recharge rapide.**

12 **Il est important de préciser que lorsque le réseau de bornes de recharge**
13 **rapide sera suffisamment dense, le ratio véhicules/bornes ne sera plus aussi**
14 **déterminant.**

COÛTS UNITAIRES DES RECHARGES AUX BRCC ET À DOMICILE

Références(s) :

- i) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 17, Tableau 14.
- ii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 19, 3^e colonne.
- iii) *Combien de voitures électriques sillonneront les routes au cours des prochaines années ?*, Le Devoir, 11 décembre 2018, François Desjardins.

Préambule(s) :

- i) Le Tableau 14 de la référence i) présente la consommation d'énergie prévue (MWh) pour la recharge aux bornes et à domicile ainsi que les revenus prévus (000 \$) provenant des recharges aux bornes et à domicile.
- ii) À la référence ii), il est indiqué que le scénario d'Hydro-Québec prévoit que la proportion de recharges effectuées à domicile sera décroissante, passant de 93 % en 2017 à 80 % en 2030, ce qui implique que, à l'opposé, la proportion de recharges effectuées aux BRCC triplerait, passant de 7% en 2017 à 20 % en 2030.

Il y est également indiqué que, dans le scénario de référence, la proportion de recharges à domicile de 93 % est constante sur tout l'horizon d'analyse.
- iii) Dans l'article publié dans Le Devoir, édition du 11 décembre 2018, il est mentionné :

« *Présentement, le tarif de recharge des BRCC à 50 kW dans le réseau public est de 10 \$/heure, facturé à la minute. Les tarifs de recharge rapide sont désormais déterminés par le gouvernement, prévoit la loi. Le tarif passerait à 11,50 \$/heure en janvier 2019, selon un projet de règlement publié dans la Gazette officielle au mois de septembre.* »

Demande(s) :

- 6.1 Veuillez déposer le projet de règlement mentionné dans l'article du Devoir.

Réponse :

- 1 **Le projet de *Règlement sur les tarifs d'utilisation du service public de***
2 ***recharge rapide pour véhicules électriques*, Gazette officielle du Québec,**
3 **5 septembre 2018, 150^e année, n° 36 se trouve à l'adresse suivante :**
4 [http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharg](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telechargement.php?type=1&file=69472.pdf)
5 [e.php?type=1&file=69472.pdf](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telechargement.php?type=1&file=69472.pdf)

6.2 Veuillez indiquer si un Règlement a subséquemment été adopté par décret ministériel pour donner effet au Projet de règlement mentionné.

Dans l'affirmative, veuillez le déposer.

Réponse :

1 **À la connaissance du Distributeur, à ce jour, le projet de Règlement sur les**
2 **tarifs d'utilisation du service public de recharge rapide pour véhicules**
3 **électriques est encore à l'état de projet et n'a pas été publié dans la Gazette**
4 **officielle du Québec comme règlement adopté.**

6.3 En fonction de la consommation d'énergie reliée aux recharges aux BRCC et à domicile et aux revenus prévus qui sont indiqués au Tableau 14 de la référence i), nous calculons que les taux unitaires prévus par le Distributeur seraient :

En ¢/kWh

	2018	2019	2020	2021	2027
Recharges aux BRCC	17,3	20,0	20,39	20,8	23,43
Recharges à domicile	8,45	8,59	8,82	9,06	10,61

Nous observons que le prix unitaire des recharges aux RBCC correspond à 10 \$ / heure taxes incluses en 2018 (10 \$ / 50 kW = 20 ¢/kWh tx incl, ou 17,4 ¢/kWh + tx), que ce prix correspond à 11,50 \$ / heure taxes incluses en 2019 (11,50 \$ / 50 kW = 23 ¢/kWh tx incl, ou 20 ¢/kWh + tx) et qu'il est ensuite indexé à un taux de 2% par an jusqu'en 2027.

Veuillez confirmer. Sinon, veuillez préciser.

Réponse :

5 **Le Distributeur confirme la compréhension de l'intervenant.**

6.4 Quant au revenu unitaire attendu des recharges à domicile, nous observons qu'il est majoré de 1,7 % entre 2018 et 2019 (8,59 / 8,45) et qu'il est majoré de 2,7 % par an par la suite sur tout l'horizon d'analyse.

Veuillez présenter de façon détaillée les hypothèses retenues et le calcul servant à établir le revenu unitaire attendu des recharges à domicile.

Nonobstant le calcul du coût évité de l'énergie présenté à la section 2.2.2.2 de la pièce HQD-1 doc 3 (B-0009), veuillez expliquer 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.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 16.1 de l'UC à la pièce HQD-2, document 7,**
7 **notamment au tableau R-16.1-B pour le détail du calcul des revenus de**

1 recharge à domicile. À noter que sur l'horizon d'analyse, le Distributeur a
2 considéré des hausses tarifaires différenciées des prix d'énergie, soit une
3 hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche que celui de la
4 première tranche, conformément à la décision D-2018-025, paragraphe 670.

6.5 Veuillez justifier l'hypothèse retenue dans le scénario d'Hydro-Québec à l'effet que la proportion des recharges effectuées à domicile diminuerait de 93 % en 2017 à 80 % en 2030 alors que le prix unitaire des recharges effectuées aux BRCC est environ deux fois et demie plus élevé.

Réponse :

5 Voir la réponse à la question 1.1.

6.6 Parmi les différents facteurs qui influencent le choix (d'un consommateur) d'acquérir un VÉ, veuillez indiquer quelle est, selon le distributeur, l'importance du coût des recharges d'un VÉ par rapport au coût de l'essence pour un VMT.

Réponse :

6 Selon le Distributeur, cet élément est déterminant. Toutefois, en plus de la
7 différence entre le coût de recharge (tant à domicile qu'aux bornes) et le coût
8 de l'essence comme facteur d'influence, vient s'additionner l'importante
9 diminution des coûts d'entretien du véhicule.

10 Voir également la réponse à la question 8.3.

6.7 Veuillez commenter le constat suivant :

En fonction des prix unitaires indiqués au Tableau 14 de la référence i) pour l'année 2019, nous faisons une comparaison du coût de recharge d'un VÉ en 2019 par 100 km, selon que cette recharge est effectuée aux BRCC ou à domicile, par rapport au coût en carburant d'un VMT consommant 8 L / 100 km et un litre d'essence @ 1,20 \$.

par 100 km parcourus

VMT :	8 L x 1,20 \$ =	9,60 \$
VÉ rechargé à domicile :	21 kWh x 8,59 ¢/kWh + tx =	2,07 \$, soit 21,6 %
VÉ rechargé aux BRCC :	21 kWh x 20 ¢/kWh + tx =	4,63 \$, soit 48,2 %

Réponse :

11 La plupart du temps, la recharge d'un véhicule électrique se fait à la maison ;
12 La recharge rapide n'est ainsi qu'une recharge d'appoint. Quel que soit le
13 mode de recharge choisi, le coût pour 100 km est plus faible pour un véhicule
14 électrique. Le Distributeur précise qu'il existe un important réseau de bornes

- 1 de recharge publiques de niveau 2 qui permettent une recharge à 1,00 \$/heure
2 ou 2,50 \$ forfaitaire, selon le cas.

MODÈLE D'AFFAIRES

Références(s) :

- i) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 10, lignes 8 à 12.
- ii) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, pages 12 et 13, lignes 33-34 et 1 à 4.
- iii) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 17, lignes 3 à 5.
- iv) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 21, Tableau 8.
- v) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 21, lignes 15 à 17 et page 17, Tableau 3 et lignes 11 à 15.

Préambule(s) :

- i) « Toutefois, l'évolution de la technologie des VÉ et la croissance exponentielle du nombre de véhicules de ce type au Québec, associées à la difficulté de trouver de nouveaux partenaires pour le cofinancement de l'infrastructure de recharge, amènent aujourd'hui un besoin d'adaptation du modèle d'affaires et la mise en place d'une nouvelle stratégie quant au déploiement du réseau de bornes à recharge rapide. »
- ii) « Le Projet prévoit l'installation de BRCC sur des terrains privés, municipaux ou gouvernementaux. Une entente sera conclue entre les deux parties, laquelle inclura des droits de servitude pour le Distributeur là où ces bornes seront installées. Ces droits seront sans frais pour le Distributeur. En effet, les propriétaires de ces terrains, souvent des espaces commerciaux, bénéficieront de l'achalandage accru généré par la présence des bornes. »
- iii) « Le coût du Projet a été établi sur la base des résultats de plusieurs appels d'offres en biens et services et des coûts internes prévus par le Distributeur. Ce coût a été indexé sur la période d'analyse. »
- iv) Le Tableau 8 de la référence iv) présente l'impact du Projet sur les revenus requis du Distributeur en fonction des revenus et des dépenses prévus pour chacune des années de l'horizon d'analyse.
(nous soulignons)
- v) page 21, lignes 15 à 17 :
« Une évaluation préliminaire du parc de transformateurs indique que le raccordement de BRCC d'une puissance de 50 kW sera possible sans investissement additionnel pour environ la moitié du parc de transformateurs. »
page 17, Tableau 3 (coût par type d'installation) et lignes 11 à 15 :

« Considérant l'écart marginal de coût pour l'infrastructure entre les emplacements simples et doubles, le Distributeur privilégiera ce dernier type d'installation afin d'être en mesure d'assurer la croissance du réseau à moindre coût. (...) même sur les sites où la demande actuelle ne justifie que l'installation d'une seule borne, le Distributeur mettra en place l'infrastructure destinée à en accueillir deux (...) »

Demande(s) :

7.1 Concernant la nouvelle stratégie et le modèle d'affaires privilégiés par le Distributeur, veuillez répondre aux questions suivantes :

7.1.1 Le Distributeur est-il le seul investisseur et propriétaire de l'ensemble des infrastructures du Projet de BRCC ?
Dans la négative, veuillez décrire les partenariats d'investissement et/ou de copropriété considérés.

Réponse :

1 **Le Distributeur sera le seul propriétaire de l'actif et pourra recevoir, sous**
2 **certaines conditions, des aides financières comme celles offertes dans le**
3 **cadre des programmes de Ressources naturelles Canada.**

7.1.2 Le Distributeur sera-t-il le seul à percevoir les revenus générés par l'exploitation des BRCC dans le cadre du Projet ?
Dans la négative, veuillez décrire les modes de partage de revenus considérés et les situations qui pourraient donner lieu à un tel partage.

Réponse :

4 **Le Distributeur sera le seul à percevoir les revenus de recharge.**

7.1.3 Le Distributeur sera-t-il le seul exploitant du réseau de BRCC ?
S'il prévoit en déléguer l'exploitation, en tout ou en partie, quelles sont les tâches qu'il prévoit déléguer, dans quels cas, selon quelles modalités (appels d'offres ?) et à quels types de partenaires ?

Réponse :

5 **L'exploitation du réseau de bornes de recharge rapide sera la responsabilité**
6 **du Distributeur. Ce dernier fera appel, lorsque requis, à des sous-traitants**
7 **spécialisés pour, par exemple, la maintenance de l'équipement. Advenant qu'il**
8 **souhaite sous-traiter certaines activités, le Distributeur respectera les normes**
9 **en matière d'approvisionnement d'Hydro-Québec.**

7.1.4 En tant qu'exploitant du réseau de BRCC, que ce soit exclusivement ou conjointement, le Distributeur prévoit-il avoir recours aux employés d'Hydro-Québec ou à des sous-contractants ?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 7.1.3.**

7.2 Quelles sont les caractéristiques des conventions relatives aux servitudes d'utilisation des terrains où seront installées les BRCC :

7.2.1 Quelle est leur durée ?

Réponse :

2 **Les servitudes d'utilisation des terrains sont en vaste majorité d'une durée de**
3 **20 ans. Elles sont sujettes à un renouvellement automatique.**

7.2.2 Sont-elles exemptes de frais pour le Distributeur dans tous les cas ? Sinon, quelles sont les exceptions prévues?

Réponse :

4 **Pour des raisons fiscales, la contrepartie pour l'octroi des servitudes est**
5 **facturée au montant symbolique de 1,00 \$ au Distributeur. Donc, en pratique,**
6 **les servitudes sont « sans frais » pour le Distributeur.**

7.2.3 Quels sont les avantages, contreparties (autres que l'achalandage accru dans le cas des espaces commerciaux) dont bénéficient les cessionnaires ? Par exemple, quels sont les avantages pour une municipalité ou un ministère de céder sans frais l'usage d'un terrain lui appartenant ?

Réponse :

7 **Il existe de nombreux avantages, pour les propriétaires de terrain ayant**
8 **conclu une entente avec le Distributeur, de céder sans frais l'usage d'un**
9 **terrain où seront installées des BRCC. En plus de l'achalandage accru, ces**
10 **cessionnaires contribueront aux objectifs environnementaux du**
11 **gouvernement et de la société en général. Par le fait même, ils bénéficieront**
12 **d'une visibilité dans les médias, considérant que les installations de BRCC**
13 **sont un sujet d'intérêt grandissant pour le public. L'implication des**
14 **entreprises dans ce type de projets environnementaux leur permettra**
15 **également de faire rayonner leurs entreprises comme étant innovantes et**
16 **soucieuses de l'environnement.**

7.2.4 Les conventions d'utilisation des terrains comportent-elles des clauses de reprise d'usage pour leurs propriétaires ? Dans l'affirmative, à quelles conditions peuvent-ils s'en prévaloir ? Le Distributeur a-t-il prévu, dans les coûts du Projet, des frais de relocalisation des BRCC pour couvrir de telles éventualités ? Lesquels ?

Réponse :

1 **Les conventions d'utilisation des terrains ne comportent pas de clause de**
2 **reprise d'usage. Les parties peuvent toutefois convenir de relocaliser les**
3 **bornes de recharge et leurs équipements connexes, le tout aux frais du**
4 **propriétaire.**

7.3 Veuillez décrire les appels d'offres qu'a tenus le Distributeur et préciser, notamment :

7.3.1 Combien d'appels d'offres ont été tenus par le Distributeur ?
À quel moment ces appels d'offres ont-ils été tenus ?

Réponse :

5 **Compte tenu de la multitude des besoins tant en biens qu'en services, le**
6 **Distributeur fait régulièrement des appels de propositions appelés à être**
7 **renouvelés en fonction de la durée du contrat et des options de prolongation.**
8 **À titre d'exemple, le plus récent appel de propositions concernant la**
9 **fourniture de bornes de recharge rapide a fait l'objet d'une attribution le**
10 **24 juillet 2018. Les contrats de services pour l'installation des BRCC, incluant**
11 **l'infrastructure civile, après appel au marché, ont été quant à eux attribués le**
12 **4 septembre 2018. D'autres biens, comme par exemple les bollards ou encore**
13 **les cabinets électriques, ont fait l'objet d'une demande de prix avec des**
14 **fournisseurs déjà sous contrat-cadre avec Hydro-Québec.**

15 **Hydro-Québec n'est jamais tenu à un engagement formel sur les quantités.**

7.3.2 Quels sont les biens et services qui ont été recherchés dans le cadre de ces appels d'offres ?

Réponse :

16 **À titre d'exemple, la mise en service et l'exploitation d'une station de recharge**
17 **pour véhicules électriques requièrent les biens et services suivants :**

- 18 • bornes de recharge ;
- 19 • cabinets électriques ;

- 1 • dalles de béton ;
- 2 • poteaux de raccordement ;
- 3 • bollards ;
- 4 • affiches ;
- 5 • infrastructures civiles (canopée, dalle de béton) ;
- 6 • services d'installations civiles et électriques ;
- 7 • service à la clientèle ;
- 8 • service de réparation ;
- 9 • service de maintenance.

7.3.3 Pour chaque produit recherché, combien de soumissions ont été reçues ?

Réponse :

10 **Le Distributeur respecte les normes d'approvisionnement établies par**
11 **Hydro-Québec. En règle générale, le Distributeur souhaite obtenir un**
12 **minimum de trois offres concurrentes.**

7.3.4 Quels sont les facteurs (nombres de soumissions reçues, consistance et qualité des soumissions, prix offerts) qui permettent au Distributeur d'être confiant d'avoir obtenu les meilleurs produits aux meilleurs prix et les produits les plus appropriés pour son Projet ? Veuillez élaborer.

Réponse :

13 **Le Distributeur est un important donneur de contrats au Québec et dispose de**
14 **l'ensemble des mécanismes permettant d'obtenir les meilleurs prix à qualité**
15 **comparable. Il est appuyé par une équipe dédiée, spécialiste en**
16 **approvisionnement, qui met en œuvre le cycle d'approvisionnement**
17 **stratégique en respect avec les bonnes pratiques.**

7.4 Le Tableau 8 de la référence iv) présente les revenus et les dépenses reliés au Projet et leur impact sur les revenus requis du Distributeur.

Les revenus indiqués au Tableau 8 sont constitués de 100 % des revenus générés par les recharges aux bornes et de la portion des revenus additionnels générés par les recharges à domicile qui est associée au Projet (l'effet induit).

Veuillez confirmer que les revenus provenant des recharges aux bornes sont des revenus de Distribution (du Distributeur).

Dans la négative, veuillez indiquer qui perçoit ces revenus et veuillez notamment expliquer comment ces revenus pourraient être attribuables au Distributeur s'il ne s'agit pas de revenus de distribution.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les revenus des recharges aux bornes installées**
2 **dans le cadre du Projet sont inclus dans ses revenus.**

3 **Voir également la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

7.4.1 Lors de l'exercice annuel de fixation des tarifs de distribution d'électricité (cause tarifaire de HQD) veuillez expliquer quels sont les revenus du Distributeur, parmi ceux présentés au Tableau 8, que la Régie devra considérer dans la détermination du revenu (additionnel) requis du Distributeur.

Réponse :

5 **L'ensemble des revenus et dépenses présentés au tableau 8 seront**
6 **considérés dans les revenus additionnels requis annuels du Distributeur aux**
7 **fins de la fixation des tarifs.**

8 **Voir également la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements**
9 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

7.4.2 Lors de l'exercice annuel de fixation des tarifs de distribution d'électricité (cause tarifaire de HQD) veuillez expliquer quelles sont les dépenses du Distributeur, parmi celles présentées au Tableau 8, que la Régie devra considérer dans la détermination du revenu (additionnel) requis du Distributeur.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 7.4.1.**

7.4.3 Le cas échéant, si certains des revenus présentés au Tableau 8 ne doivent pas, selon HQD, être considérés dans la détermination des revenus requis du Distributeur lors de la cause tarifaire annuelle, veuillez expliquer comment ils pourraient avoir un impact sur les revenus requis du Distributeur.

Réponse :

11 **Sans objet.**

7.4.4 Veuillez indiquer de façon détaillée, en les regroupant selon leur nature, quelles sont les différentes dépenses regroupées sous la rubrique *charges d'exploitation* au Tableau 8 et présenter la ventilation des montants qui y sont associés.

Réponse :

1 Le tableau R-7.4.4 présente l'information demandée.

Tableau R-7.4.4 :
DÉTAIL DES CHARGES D'EXPLOITATION

en milliers de \$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	84	525	1 442	2 993	5 324	7 666	10 907	13 878	17 672	21 030
Revenus à domicile	513	1 841	4 425	7 466	12 901	19 227	32 621	45 044	68 118	85 911
Total revenus	598	2 366	5 867	10 459	18 225	26 892	43 528	58 922	85 790	106 941
Approvisionnement bornes	22	122	335	694	1 233	1 773	3 048	3 875	4 930	5 862
Approvisionnement domicile	314	1 134	2 716	4 576	7 873	11 666	25 543	35 000	52 358	65 529
Total approvisionnements	336	1 256	3 051	5 269	9 106	13 439	28 591	38 875	57 289	71 391
Garanties bornes (5 ans)	14	74	173	291	414	527	598	642	701	822
Entretien et maintenance	35	186	432	728	1 036	1 374	1 797	2 311	2 871	3 431
Télécommunications bornes	1	6	14	23	33	44	55	68	82	97
Gestion des bornes (fournisseur)	13	68	159	268	379	493	615	751	904	1 076
Frais CAA	5	26	59	100	143	187	234	286	344	410
Gestion du système d'exploitation du réseau	2	13	30	50	71	93	117	143	172	205
Maintenance canopées	3	12	22	33	38	39	40	41	42	42
Frais de transaction bornes	8	53	144	269	426	613	873	1 110	1 414	1 682
Gestion opérationnelle programme (HQ)	340	347	531	722	736	751	766	781	797	813
Total charges d'exploitation	422	784	1 563	2 484	3 276	4 121	5 095	6 133	7 326	8 578
Amortissement	133	683	1 558	2 581	3 601	4 623	5 697	6 875	8 220	9 726
Taxe sur les services publics	0	19	60	113	160	199	234	267	301	348
Frais financiers	32	172	389	625	830	1 003	1 162	1 319	1 504	1 759
Total dépenses	923	2 915	6 621	11 072	16 973	23 385	40 778	53 470	74 639	91 802
Rém. De l'avoir de l'actionnaire	41	205	451	712	937	1 129	1 305	1 481	1 692	1 982
Impact sur les revenus requis	366	755	1 204	1 326	(315)	(2 379)	(1 445)	(3 971)	(9 459)	(13 157)

7.5 Concernant la capacité du parc de transformateurs de permettre le raccordement de BRCC de 50 kW sans investissement additionnel (référence v)), veuillez indiquer, en % et en nombre absolu, combien des emplacements de BRCC parmi l'ensemble de ceux déjà identifiés par le Distributeur permettent le raccordement sans investissement additionnel.

Réponse :

2 Comme indiqué dans l'extrait cité au préambule (v), une évaluation
 3 préliminaire du parc de transformateurs indique que le raccordement de
 4 BRCC d'une puissance de 50 kW sera possible sans investissement
 5 additionnel pour environ la moitié du parc. Pour les cas où il est requis de
 6 remplacer un transformateur surchargé en reprise en charge, des moyens de
 7 mitigation seront étudiés, par exemple retarder le retour d'alimentation des

1 **BRCC de quelques heures ou encore autoriser le retour d'alimentation des**
2 **BRCC à puissance réduite.**

3 **De plus, le Distributeur prévoit que, sur le millier d'emplacements qui seront**
4 **visés par le Projet, seule une vingtaine auront une configuration de quatre**
5 **BRCC. Les autres seront répartis environ à parts égales entre des**
6 **configurations simples et doubles.**

7 **Il est important de préciser que les critères de sélection pour l'installation**
8 **d'une station de recharge incluent l'existence d'une infrastructure électrique**
9 **adaptée, notamment la présence d'une ligne triphasée à proximité, et la**
10 **possibilité d'installer sans investissement additionnel sur le réseau électrique.**

11 **Tous les sites n'ayant pas encore fait l'objet d'un choix définitif, il est difficile**
12 **pour le Distributeur de donner un nombre précis d'emplacements ou**
13 **d'identifier les investissements additionnels requis.**

7.5.1 Doit-on comprendre que, compte tenu de la stratégie de déploiement privilégiée par le Distributeur qui consiste à installer dans tous les cas une infrastructure apte à recevoir 2 BRCC, une alimentation de 100 kW sera requise au minimum dans tous les cas et que cela pourrait impliquer qu'une plus grande proportion de transformateurs n'offre pas la possibilité de raccordement requise ? Veuillez élaborer.

Réponse :

14 **Non, la stratégie de déploiement n'aura pas pour effet d'augmenter la**
15 **proportion de transformateurs à remplacer ou à ajouter sur le réseau de**
16 **distribution. Ce dernier sera dimensionné (branchement, réseau basse**
17 **tension, transformateur, etc.) en fonction de l'installation prévue d'une, deux**
18 **ou quatre bornes et non pas en fonction d'une installation future.**

19 **Le Distributeur précise que lorsqu'il fait référence à une infrastructure apte à**
20 **recevoir deux BRCC, il est uniquement question de l'infrastructure civile du**
21 **réseau de bornes de recharge et en aucun cas de l'infrastructure électrique du**
22 **réseau de distribution.**

7.5.2 Veuillez indiquer si les coûts associés à l'ensemble des investissements additionnels susceptibles d'être requis pour aménager tous les sites de BRCC prévus ont été inclus dans le calcul du coût du Projet ?

Dans la négative, veuillez préciser quelle proportion des investissements additionnels qui seront requis a été incluse dans le coût du Projet et fournir la meilleure estimation possible de la valeur des investissements additionnels qui pourraient être requis.

Réponse :

- 1 La base de calcul utilisée par le Distributeur inclut l'ensemble des
2 investissements additionnels susceptibles d'être requis pour aménager tous
3 les sites de BRCC prévus.
- 4 L'évolution technologique pourrait amener le Distributeur à devoir adapter sa
5 plateforme technologique, ce qui pourrait avoir un effet marginal sur les coûts
6 futurs du Projet.

RECHARGES À DOMICILE EN MILIEU URBAIN

Références(s) :

- i) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 36, lignes 5 et 6, 11 à 14 et 17 à 19.

Préambule(s) :

- i) lignes 5 et 6 :
« De plus, la recharge rapide permet de répondre aux besoins de propriétaires de VÉ ne disposant pas de dispositif de recharge à domicile. »
- lignes 11 à 14 :
« (...) la recharge publique (...) demeure l'élément central permettant à l'électromobiliste d'être rassuré quant à la possibilité de recharger son véhicule au besoin. »
- lignes 17 à 19 :
« (...) bon nombre de consommateurs n'achèteront pas de VÉ à moins d'être rassurés quant à l'existence d'une infrastructure de recharge disponible, fiable et étendue. »

Demande(s) :

- 8.1 Veuillez indiquer quelles sont les études, bases de données, dont dispose le Distributeur pour estimer la proportion d'unités d'habitation en milieu urbain qui n'auraient pas la possibilité d'accéder (ou d'aménager) un dispositif de recharge à domicile au Québec.

Réponse :

- 7 Le Distributeur se base notamment sur le recensement de Statistique
8 Canada³, lequel indique que 4 personnes sur 10 habitent dans des immeubles
9 d'appartements de moins de 5 étages, dans la région métropolitaine de

³ Statistique Canada. 2017. Montréal [Région métropolitaine de recensement], Québec et Québec [Province] (tableau). Profil du recensement, Recensement de 2016, produit n° 98-316-X2016001 au catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 29 novembre 2017.

1 **Montréal. Il mentionne également que seulement 45,4 % des Québécois vivent**
2 **dans une maison unifamiliale.**

8.2 Même en absence d'étude(s) exhaustive(s) ou de bases de données, veuillez fournir la meilleure estimation dont dispose le Distributeur.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 8.1.**

8.3 À la référence i), le Distributeur souligne l'importance de la disponibilité d'un réseau de BRCC fiable et étendu comme facteur pour stimuler l'acquisition de VÉ.

Veuillez élaborer sur l'importance de l'avantage économique du coût de la recharge électrique par rapport au coût de l'essence comme facteur intervenant dans la décision d'acquérir un VÉ.

Veuillez fournir l'évaluation que fait le Distributeur de l'importance particulière de ce facteur prix (électricité vs essence) dans le cas d'acquéreurs potentiels qui n'auraient pas la possibilité d'accéder à un dispositif de recharge à domicile et qui n'auraient pour seule option que la recharge @ 23 ¢/kWh aux BRCC en 2019 (plutôt que 8,59 ¢/kWh + tx à domicile).

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 6.6.**

5 **Une analyse réalisée par Équiterre⁴ indique que l'avantage économique, pour**
6 **un modèle de véhicule comparable, serait supérieur à 1 600 \$ par an et de**
7 **presque 5 000 \$ après 3 ans.**

8 **Même avec une recharge strictement réalisée sur le réseau public, le coût de**
9 **possession d'un véhicule électrique est nettement plus avantageux pour un**
10 **acquéreur potentiel qui n'aurait pas la possibilité d'accéder à un dispositif de**
11 **recharge à domicile. Il est important de souligner que la recharge rapide n'est**
12 **pas la seule solution offerte et qu'il existe un important réseau de bornes de**
13 **niveau 2 dont le tarif est de 1,00 \$ de l'heure ou de 2,50\$ forfaitaire.**

⁴ <https://equiterre.org/publication/tableau-comparatif-des-couts-dun-vehicule-electrique-et-dun-vehicule-a-essence>, 14 août 2017.

ÉTUDE DE LA FIRME E3

Références(s) :

- i) R-4060-2018, B-0002, Demande
- ii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 19.
- iii) <https://www.fleetcarma.com/electric-vehicle-sales-canada-2017/>
- iv) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 26.

Préambule(s) :

La demande du Distributeur a été déposée à la Régie au mois d'août 2018 (i). Pourtant elle se base sur une étude de la firme E3 datée du 15 février 2018 (ii) et utilisant des données de ventes de véhicules électriques se terminant en 2016 alors que les données réelles de 2017 étaient disponibles depuis le 8 février 2018 (iii). Ces données démontrent une forte croissance des ventes au Québec entre 2016 et 2017.

iv) « *These figures were have been translated from the study results to Quebec specific estimates using Quebec population data and DCFC: L2 ratios » (Nous soulignons)

Demande(s) :

9.1 Veuillez justifier de ne pas avoir demandé une mise à jour de l'étude intégrant les données de ventes réelles de 2017 (iii) avant de procéder au dépôt de la demande?

Réponse :

1 **L'étude a été réalisée au cours des mois précédents la publication du rapport**
2 **final. Cette étude repose sur l'utilisation de données complètes sur 12 mois**
3 **afin d'assurer une cohérence dans les calculs. Les résultats obtenus ont servi**
4 **d'intrants au Distributeur afin d'effectuer ses propres analyses aux fins de**
5 **l'élaboration du présent dossier.**

6 **Dans les circonstances, il n'était pas réaliste d'attendre de disposer des**
7 **données complètes de l'année 2017 et d'une mise à jour de l'étude, dans la**
8 **mesure où le Distributeur souhaitait soumettre le présent dossier à l'examen**
9 **de la Régie dans les meilleurs délais.**

9.2 Veuillez produire les trois études dont il est question à la référence (iv). Pour chacun veuillez indiquer précisément où trouver les données rapportées et expliquer en détail les ajustements effectués pour adapter les résultats au Québec.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
11 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

9.3 Veuillez indiquer si les résultats de ces trois études sont applicables autant aux véhicules 100% électriques qu'aux hybrides rechargeables. Veuillez indiquer si des ajustements ont été faits pour tenir compte de proportions différentes des autres juridictions.

Réponse de E3 :

1 **All 3 studies measure the impact of charging infrastructure on both PHEVs**
2 **and BEVs combined. Consequently, the metrics calculated from outputs of the**
3 **model to compare with literature values also include both PHEV and BEV**
4 **growth to ensure consistency.**

Références(s) :

- i) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 19.
- ii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 23.
- iii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 22.
- iv) <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/vze/feuillelet-vze-reglement.pdf>
- v) R-4060-2018, B-0009, HQD-1 doc 3, page 17, tableau 14.
- vi) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 17.
- vii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 11.
- viii) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 21.
- ix) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 25.
- x) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 27.
- xi) R-4060-2018, B-0005, HQD-1 doc 2, page 13.
- xii) <https://www.fleetcarma.com/electric-vehicle-sales-canada-2017>
- xiii) <https://www.fleetcarma.com/electric-vehicles-sales-update-q3-2018-canada/>

Préambule(s) :

i)

EV market share forecast Assumptions (S-curve):

Hypothèses HQ

- Fitted an S-curve to historical data in Quebec (2012 - 2016)
- Ensured the S-curve at least reach the government target of **1M Evs by 2030**.

Hypothèses référence

- Fitted an S-curve to historical data in Quebec only for 2016
- Used a "low-growth" market share scenario for PEVs where market share by 2025 is **7.5%**.

DCFC network Assumptions:

Hypothèses HQ

- BEV/DCFC Target Ratio needed to support PEV fleet:

2021	2025	2030
125	225	250

- HQ program is designed to reach 1 DCFC per 250 BEVs by 2030 – optimal according to literature
- Market share of BEVs vs PHEVs grows to 90% by 2027

Hypothèses référence

- BEV/DCFC ratio for PEV fleet:

2021	2025	2030
175	300	300
- PEV growth faster than DCFC growth initially - ratio rises quickly, post 2025 DCFC costs lower so private sector builds DCFCs faster and ratio stabilizes
- Market share of BEVs vs PHEVs grows to 80% by 2030

Home charging EV assumptions:

Hypothèses HQ

- 93% charging is at home in 2017, dropping to 80% by 2030 as more public charging becomes available

Hypothèses référence

- 93% charging is at home (constant over time)

ii)

Most current EV forecasts' central scenario assume a DCFC network will grow sufficiently to support EV growth. These vary from around 5% - 15% by 2025 (see previous slide). The reference scenario here represents a "low growth" scenario. A typical estimate for 2025 market share for a low growth scenario is 5 – 10%. Therefore 7.5% was used for the reference scenario in this case.

(vi)

- 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

(vii)

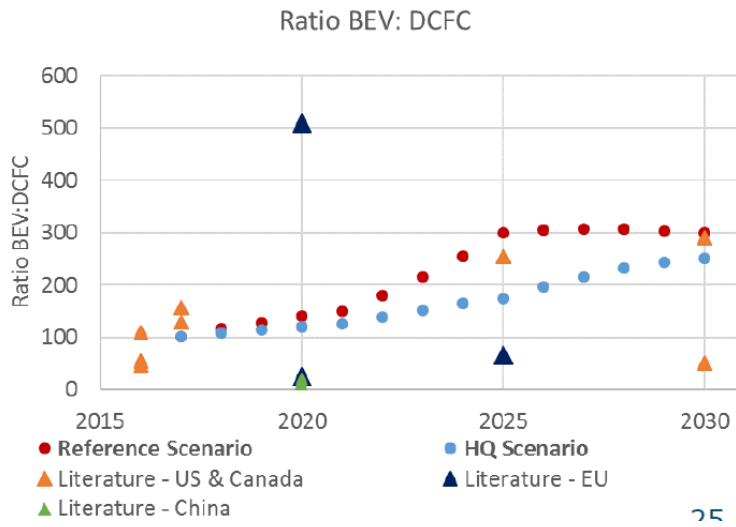
+ **The size of the IE is likely to decrease over time:**

- Since the IE is proportional to how much DCFCs reduce **range anxiety**, other factors which influence range anxiety will also influence the IE.
 - For example, as the average range of an EV changes, range anxiety is reduced, and the marginal impact of a DCFC on EV adoption (the IE) will therefore likely decrease
- The IE is also proportional to how much DCFCs raise **consumer awareness** of EVs, therefore other factors which influence consumer awareness will also influence IE.
 - For example over time EVs will become more prevalent in the market, and the marginal impact of a consumer seeing a DCFC on their decision to buy an EV will be less

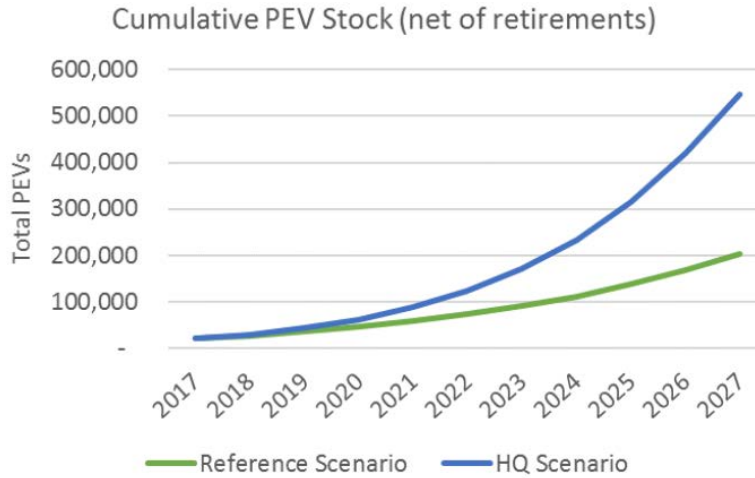
(viii)

Variable	HQ Scenario	Ref Scenario	Description
Market Saturation	69%	69%	Market Saturation is the maximum market share the product reaches. The values here are a weighted average for Quebec where PEV market share for passenger vehicles reaches 80% and PEV market share for light duty trucks reaches 60%
Constant	90.3	89.8	Denominator in the equation used to generate the S-curve
f	2021	2025	Year accelerated adoption phase begins
g	13.3	23.3	Length in years of accelerated adoption

(ix)



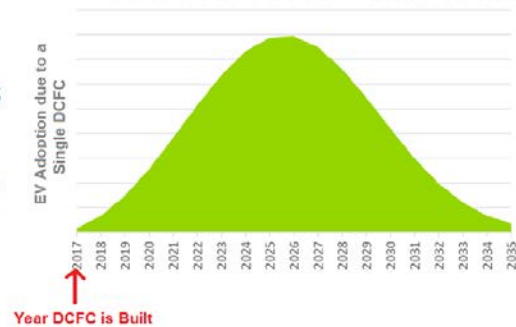
(x)



(xi)

+ The impact of the IE is likely to be dispersed over time

- A DCFC built in year 1 will not immediately have maximum impact EV adoption:
 - Consumers vehicle purchasing lifecycle is long (5 - 10 years).
 - Over time more consumers are exposed to the DCFC therefore consumer awareness builds over time.



(xii)

Annual Cumulative Growth (2017 vs 2016)

	2013	2014	2015	2016	2017	'16 - '17 Change
Ontario	1,092	1,736	2,049	3,400	7,477	120%
Quebec	1,438	2,679	3,229	4,987	7,194	44%
British Columbia	567	769	1,546	2,132	3,270	53%
Alberta	94	78	162	342	430	26%
Manitoba	28	29	33	58	64	11%
New Brunswick	10	18	14	24	53	124%
PEV Total	3,254	5,356	7,072	11,023	18,564	68%

(xiii)

Electric vehicles sales update Q3 2018, Canada

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 YTD
British Columbia	567	769	1,546	2,132	3,554	6,305
Ontario	1,092	1,736	2,049	3,400	7,706	15,307
Quebec	1,438	2,679	3,229	4,987	7,354	11,767
Nationally	3,254	5,356	7,072	11,023	19,236	34,357

Demande(s) :

10.1 Veuillez justifier de n'avoir considéré que la donnée réelle de 2016 pour produire la courbe du marché de référence alors que les années 2012 à 2016 sont utilisées pour le scénario HQ.

Réponse de E3 :

1 **A number of factors related to how historic EV adoption relates to future**
 2 **adoption were considered. In isolating the effect of the presence of DCFC**
 3 **charging, the trend of the early years of EV adoption from 2012 to 2016**
 4 **coincided with launch in 2012 and rapid expansion of the Circuit électrique. It**
 5 **is assumed that an expansion of the DCFC network at a similar pace would**
 6 **occur only with the presence of the Hydro-Québec DCFC program proposal.**
 7 **Therefore, an S curve adoption formula was developed starting from 2016 to**
 8 **represent a baseline with a slower pace of DCFC development than occurred**
 9 **from 2012-2016.**

10.2 Veuillez confirmer que la fourchette de 5 à 15% provient des études du marché américain illustrées sur la figure inférieure gauche de la page 22 de la présentation (ii).

Réponse de E3 :

10 **That is correct.**

10.3 Veuillez indiquer ce qui vous laisse croire que le marché américain dans sa globalité est une référence adéquate pour votre scénario de référence.

Réponse de E3 :

11 **The US market as a whole captures various regulatory approaches to DCFC**
 12 **infrastructure. Based on current regulatory filings, most states in the US are**
 13 **not expected to permit full utility ownership of DCFC infrastructure, therefore**
 14 **making a US EV market share forecast suitable for the reference scenario**

1 where HQ does not own and operate a DCFC network. There are also many
2 publicly available EV forecasts for the US market allowing for various sources
3 to be reviewed.

10.4 Avez-vous considéré dans votre évaluation que le Québec est parmi l'une des trois provinces où se concentre la quasi-totalité des ventes de véhicules électriques au Canada.

Réponse de E3 :

4 **No specific comparison is made between Quebec and other provinces in**
5 **Canada. However, the analysis uses historic data on charging infrastructure**
6 **and EV adoption that is specific to Quebec, and considers Quebec's unique**
7 **policy and regulatory environment when formulating the scenarios.**

10.5 Avez-vous également tenu compte de la présence d'aides financières octroyées au Québec pour l'achat de véhicules électriques? Quelle proportion du marché automobile américain dispose d'aides financières semblables?

Réponse de E3 :

8 **The analysis acknowledges that several factors are thought to influence EV**
9 **adoption, but makes quantitative estimates only for increased DCFC adoption.**
10 **Other factors, including the presence of financial support is presumably**
11 **represented in the historical data on EV adoption in Quebec, against which the**
12 **induced effect of increased DCFC infrastructure is measured. Several states in**
13 **the US offer vehicle purchase incentives in addition to the currently available**
14 **federal incentive.**

10.6 Est-ce que la mise en place au 1^{er} janvier 2018 d'une norme véhicule zéro émission (iv) vous amène à modifier votre hypothèse de part de marché en 2025 pour le scénario de référence?

Réponse de E3 :

15 **This law was considered during the development of the reference scenario.**
16 **The key hypothesis behind the reference scenario is that EV market growth is**
17 **constrained primarily by the presence of a smaller DCFC network compared to**
18 **the HQ scenario. EV cost and willingness of manufacturers to produce EVs is**
19 **not the constraining factor on EV market growth in the reference case. Hence**
20 **this is why we still project the EV market to grow quite rapidly to 7.5% market**
21 **share by 2025.**

10.7 Veuillez fournir les références au support de l'affirmation selon laquelle le ratio BEV-DCFC optimal est de 250? Comment ce niveau a-t-il été établi?

Réponse de E3 :

1 **The BEV:DCFC ratios were decided upon after an extensive review of the**
 2 **literature. 13 separate studies were highlighted from this literature review as**
 3 **the most relevant to this analysis and of these, only the US and Canada based**
 4 **studies used to develop the scenarios. The US and Canadian studies had**
 5 **BEV:DCFC ratios which varied from 50 to 290. All studies generally agreed**
 6 **that the optimal ratio will increase over time since EV range is expected to**
 7 **increase and improvements in technology for lower end chargers (L1 & L2)**
 8 **mean the number of DCFCs required is smaller, and therefore the ratio of**
 9 **BEV:DCFC ratio should increase.**

10 **The BEV:DCFC ratios are determined using a variety of approaches and for**
 11 **different geographies. The ratio of 250 BEV/DCFC is on the high end of the**
 12 **estimates found in the literature, and in the range of the reputable studies**
 13 **produced by NREL and U.C. Davis. Note that a lower ratio of BEV:DCFC would**
 14 **imply that a higher number of DCFC will be needed to support a given EV**
 15 **adoption goal.**

**TABLE R-10.7:
SUMMARY OF BEV:DCFC RATIOS**

Primary Source	Source Type	Region	Target Year	Value: BEV / DCFC	Notes
Morrissey, Weldon, O'Mahony, 2016	Academic	Ireland	2020	510	Used a charging behavioral model using 2016 Ireland survey data to assess if current infrastructure in Ireland is sufficient to meet the Irish governments goal of 50,000 EVs on the road by 2020. The authors concluded the existing infrastructure was sufficient. At the time of the study there were 48 DCFCs in Ireland. Assumed 50% market share of EVs were BEVs.
NREL, 2017, National infrastructure analysis study	Government	US	2030	290	NREL performed detailed modelling on the evolution of US EV market, this value is taken directly from their central scenario where they predict 7.4M BEVs and 25.4k DCFCs will be present by 2030.

Primary Source	Source Type	Region	Target Year	Value: BEV / DCFC	Notes
Ji, Nicholas, Tal, 2016 (U.C. Davis)	Academic	California	2025	254	A tool was created to estimate fast charger demand based on charging behavior. The team demonstrated the modelling results are highly dependent on expected range of BEVs in the future. This figure is for BEVs with a 80mi actual range (not-manufacturer range).
ICCT, 2017 White paper - EV charging Infrastructure Best Practices	International Agency	US	2017	158	ICT white paper data is based on metropolitan areas in the US, they provide current estimates and give a percentage of charge points that are DCFCs and an EVs per charge point figure. BEV portion of the total EV stock is taken from NREL 2017 study
Department of Energy, 2017	Government	US	2017	130	This data was taken mainly from metropolitan areas across the US. It was combined with IHS market data to gain BEV market share data for each metropolitan area (these two datasets had been used together in the Massachusetts NREL study and where therefore readily available)
NREL, 2017, Massachusetts EV charging infrastructure study	Government	US	2016	109	Despite the name, this study had US wide data - 43 chargers per 1000 EVs, and 11% of all chargers being DCFCs were data points from this study that were combined with other NREL data showing 50% of all EVs were BEVs to arrive at the final figure.
Harrison, Thiel, 2017	Academic	EU	N/A	66	The study employees an agent based model and provides a wide range of optimal infrastructure deployments from 5 - 25 EVs per charge point. The central estimate from this range was used in conjunction with current IEA 2017 EVI data for BEV and DCFC market shares (average of EU countries was used).
IEA, Electric Vehicle Initiative 2017	International Agency	US	2016	55	IEA provides BEV data and number of "Fast chargers" where Fast chargers include: AC 43 kW chargers, DC chargers, Tesla Superchargers and inductive chargers. Therefore, this estimate is on the low end depending on DCFC portion of the fast charger market.

Primary Source	Source Type	Region	Target Year	Value: BEV / DCFC	Notes
Zhang, Shaffer, Brown, Samuelsen, 2015	Academic	California	N/A	50	Optimization model was created to demonstrate that 2 level 3 chargers are required per 100 BEVs to ensure 98% of all journeys an owner of a BEV would like to make could be made using their BEV in a reasonable time period. The model makes various important assumptions about BEV range and ownership of BEVs and other vehicles.
IEA, Electric Vehicle Initiative 2017	International Agency	Canada	2016	47	IEA provides BEV data and number of "Fast chargers" where Fast chargers include: AC 43 kW chargers, DC chargers, Tesla Superchargers and inductive chargers. Therefore, this estimate is on the low end depending on DCFC portion of the fast charger market.
European Parliament 2014	Government	EU	2020	25	EU aims to have 10 EVs per charge point by 2020, worldwide ICCT data was used for the DCFC:total public charge point ratio (20%). A BEV/EV ratio of 50% was also used.
NRDC 2015	Government	China (other cities)	2020	21	Chinese government aims to have 15 EVs per charge point by 2020 for its other cities, ICCT data for Chinese cities was used for the DCFC/total public charge point ratio (35%). A BEV/EV ratio of 50% was also used.
NRDC 2015	Government	China (pilot cities)	2020	11	Chinese government aims to have 8 EVs per charge point by 2020, ICCT data for Chinese cities was used for the DCFC:total public charge point ratio (35%). A BEV:EV ratio of 50% was also used.

10.8 Le ratio de 250 BEV:DCFC est-il basé sur des données historiques et si oui tient-il compte de l'augmentation tendancielle de l'autonomie des véhicules électriques jusqu'en 2030?

Réponse de E3 :

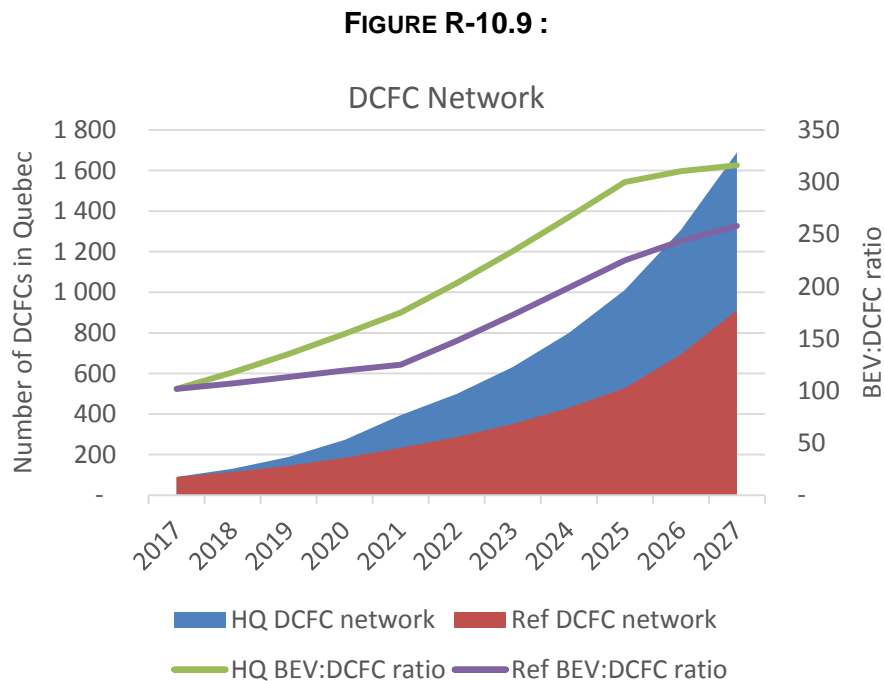
- 1 The BEV:DCFC ratio in Quebec as of 2017 (calculated to be 102) was used as a
- 2 starting point for the ratio projection out to 2030. Beyond 2017, the survey of
- 3 13 papers shown in the answer to question 10.7 was used, not historical data.
- 4 The BEV:DCFC ratio input into the model is assumed to increase over time,
- 5 primarily to reflect an increase in BEV range in the future.

10.9 Considérant vos affirmations de la référence (vii), veuillez justifier de ne pas modéliser une augmentation tendancielle ratio BEV:DCFC idéal?

Réponse de E3 :

1 **A trend was in fact modelled. The values shown in (i) for 2021, 2025 and 2030**
 2 **for each scenario were selected based on a detailed review of the literature.**
 3 **From the BEV:DCFC ratios in these years and the EV stock forecast generated**
 4 **from the S-curves, the corresponding total DCFC network size was calculated**
 5 **for 2021, 2025 and 2030. The size of the network in the intervening years was**
 6 **assumed to grow at a fixed percentage. From this we can back calculate the**
 7 **DCFC ratio for the intervening years.**

8 **This can be seen below:**



10.10 Comment avez-vous déterminé que le seuil déclenchant la participation du secteur privé est de 300 BEV:DCFC?

Réponse de E3 :

9 **As mentioned in answer to question 10.7, an extensive review of the literature**
 10 **found that studies in the US and Canada had BEV:DCFC ratios that varied**
 11 **from 50 to 290. Some of these studies were based on current observations,**
 12 **others were forecasting studies and others were studies in which DCFC**
 13 **infrastructure was optimized to support a given fleet size. Two studies in**

1 particular informed the future path of the BEV:DCFC ratio as these were
2 forecast or optimization studies.

- 3 • The NREL, 2017, *National Plug-In Electric Vehicle Infrastructure Analysis*
4 study⁵, which was conducted out to 2030 across the US. Their central
5 estimate predicts 7.4M BEVs and 25.4k DCFCs will be present nationally by
6 2030, corresponding to a BEV:DCFC ratio of 294.
- 7 • Ji, Nicholas, Tal, 2016 (U.C. Davis), *Lessons from In-Use Fast Charging*
8 *Data: Why Are Drivers Staying Close to Home?*⁶, use an optimization
9 approach to find the optimal number of DCFC's required to support a fleet of
10 250,000 BEVs with an average range of 80 miles. This translates to a ratio of
11 254.

12 Studies generally agreed that the optimal ratio will increase over time since
13 EV range is expected to increase and improvements in technology for lower
14 end chargers (L1 & L2) mean each DCFC can support a larger number of EVs.
15 Hence the ratio grows from the ~100 today to 250 – 300 by 2030.

10.11 Veuillez présenter l'évolution des parts de marché BEV vs PHEV de 2017 à 2030 pour les deux scénarios.

⁵ <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/69031.pdf>.

⁶ https://itspubs.ucdavis.edu/wp-content/themes/ucdavis/pubs/download_pdf.php?id=2699.

Réponse de E3 :

FIGURE R-10.11-A :
REF SCENARIO,
BY 2027: 287,955 BEVs AND 149,825 PHEVs

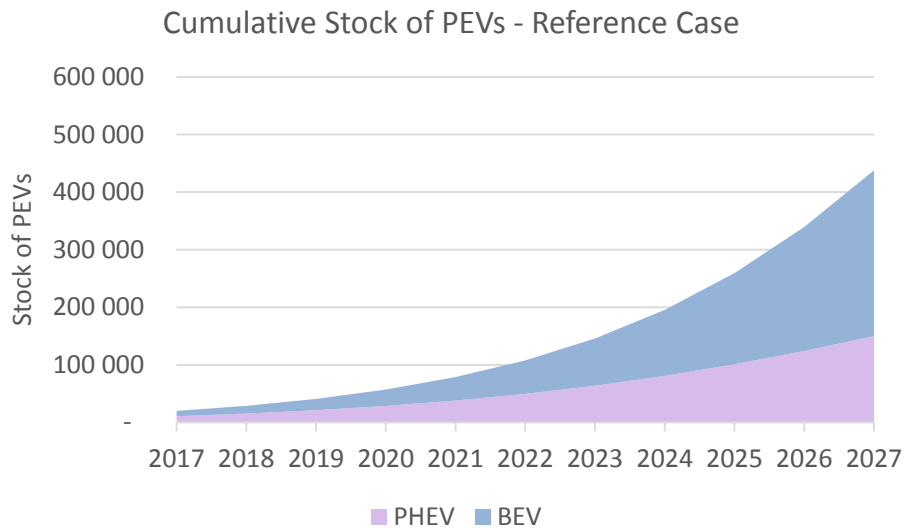
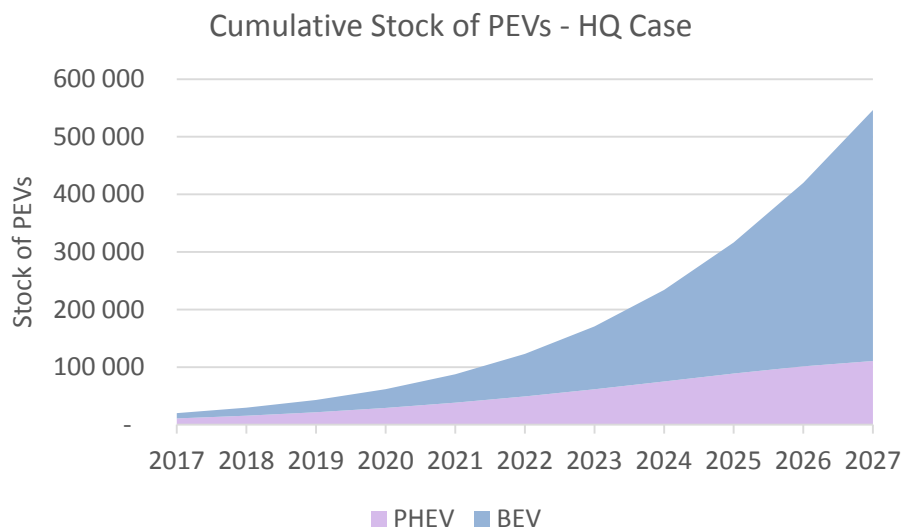


FIGURE R-10.11-B :
HQ SCENARIO,
BY 2027: 435,807 BEVs AND 110,611 PHEVs



10.12 Veuillez justifier la baisse du taux de recharge à la maison de 93 % à 80% entre 2017 et 2030 dans le scénario HQ. Cette hypothèse est-elle supportée par la littérature? Avec l'augmentation de l'autonomie des véhicules, ne devrait-on pas plutôt anticiper l'effet inverse?

Réponse de E3 :

1 The assumption for reduced charging at home under the HQ scenario is based
2 on the hypothesis that a larger DCFC network will increase availability of
3 public charging and therefore more charging will occur publicly, and less
4 charging will occur at home. Since the DCFC network is smaller in the
5 reference case, we hold the percentage of charging fixed. The impact of this
6 assumption is to reduce the amount of home charging that HQ could take
7 credit for compared to if we had held the value fixed at 93%.

8 Unfortunately, no literature was found providing values for the impact of a
9 DCFC network on the relative amount of public vs home charging.

10.13 Relativement à la référence (viii), outre l'objectif de faire correspondre la courbe S à certaines contraintes (réel 2012-2016(HQ) ou 2016 (Réf.); 1M VE (HQ), 7,5% en 2025 (Réf.)), veuillez indiquer s'il y a une logique économique derrière le choix des paramètres f et g?

Réponse de E3 :

10 The exact values of f & g were found through the use of a solver, which was
11 set an objective and assigned constraints. Economic logic was employed to
12 calculate other parameters in the equation such as market saturation, the
13 constraints and the objective function for the solver (1M total EVs by 2030 and
14 a 7.5% market share by 2025 for the reference case). Estimating f & g through
15 stated preference, discrete choice modelling, and econometric methods would
16 not be appropriate to forecast adoption far into the future since the EV market
17 is so nascent. Using iterative methods to find parameters that generate a
18 curve that meets specific targets is a common approach used by EV
19 forecasters in the other studies.

10.14 Considérant que le ratio BEV: DCFC du scénario de référence est inférieur à 250 (que vous qualifiez de niveau idéal) en 2021 (et y demeure jusqu'en 2024 où il est environ au niveau idéal), pourquoi la phase d'adoption accélérée ne débute-t-elle pas elle aussi dès 2021?

Réponse de E3 :

20 The reference BEV:DCFC ratio was chosen to be consistent with the idea that
21 under this scenario the market would be slow to produce DCFCs in Quebec
22 due to the poor business case for private sector involvement. Therefore, while
23 EV sales would continue to grow, DCFC deployment would lag, resulting in
24 the DCFC ratio growing more rapidly than the HQ scenario. The growth in EVs
25 is correlated but not directly proportional to DCFC deployment in the model

1 **and therefore the timing of accelerated adoption does not necessarily have to**
2 **match changes in the DCFC ratio.**

10.15 Croyez-vous que l'écart de ratio BEV-DCFC entre les deux scénarios en 2021 soit
suffisant pour justifier le début de la phase d'adoption rapide dans un cas et non dans
l'autre?

Réponse de E3 :

3 **As described in answer to question 10.14, the growth in EVs is correlated but**
4 **not directly proportional to DCFC deployment in the model and therefore the**
5 **timing of accelerated adoption does not necessarily have to match changes in**
6 **the DCFC ratio.**

10.16 Veuillez confirmer que pour chacun des deux scénarios, il existe plusieurs
combinaisons des paramètres *constants*, *f* et *g* qui permettent de rencontrer les
contraintes du modèle. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse de E3 :

7 **The Generalized Reduced Gradient (GRG) Nonlinear Solving method was**
8 **employed by solver to find the parameters which means the solution will be a**
9 **local minima, not a global one. Therefore, there may be other combinations of**
10 **parameters that could meet the constraints we place to form the S-curve.**
11 **Given the constraints placed on the S-curve, the shape will, for the global**
12 **minima solution, be very similar and therefore have negligible impact on the**
13 **results.**

10.17 Veuillez expliquer comment les combinaisons de paramètres *constants*, *f* et *g*
présentées en preuve ont été sélectionnées.

Réponse de E3 :

14 **The equation provided on slide 17 was entered into Excel. To find a growth**
15 **path for the S-curve that met the conditions of each scenario (1 Million EVs by**
16 **2030 for the HQ case and 7.5% market share by 2025 for the reference case)**
17 **the solver was used.**

18 **The solver was allowed to vary the constant, *f*, and *g* parameters subject to**
19 **the constraint that the EV market share before the year 2017 had to follow**
20 **historic values.**

21 **The objective for the solver was set to the respective goal of each scenario.**
22 **For the HQ scenario, the objective was to generate a value for the total EV**

1 **stock as close to 1 Million EVs as possible. The total vehicle stock values**
2 **account for vehicle retirements using a stock roll over model. For the**
3 **reference case, the goal was to ensure by 2025 that 7.5% of new vehicle sales**
4 **were EVs.**

5 **The optimal solution found by the solver gives the values for each constant,**
6 **including the year of accelerated growth phase.**

10.18 Veuillez refaire les courbes S sur la base des hypothèses suivantes et produire l'analyse de rentabilité correspondante selon le format de la référence (v). Veuillez également dans chaque cas chacun produire les paramètres *constants*, *f* et *g* pour les deux scénarios.

- a. Produire une courbe cohérente (fitted) avec les données réelles 2012-2017 à la fois pour le scénario HQ et pour le scénario de référence.
- b. Utiliser une part de marché de 15% et utiliser pour le marché de référence en 2025.
- c. Faire croître le ratio BEV-DCFC idéal de 250 en 2018 à 400 en 2027 de manière linéaire.
- d. Maintenir le taux de recharge à la maison à 93% dans les deux scénarios.
- e. Introduire les conditions a), b), c) et d) simultanément.

Réponse de E3 :

- 7 **a) No feasible solution could be found for a curve that follows the historic**
8 **market share data and hits 7.5% by 2025 – refer to answer to question 10.1**
9 **for why this does not work.**
- 10 **b) For this reference scenario, 437,780 EVs are in the total vehicle stock in**
11 **Quebec by 2027 but this assumes 911 DCFCs can be deployed by this time**
12 **(with the same DCFC ratios as previously assumed). Given the poor**
13 **business case for DCFCs, this would be a very aggressive set of**
14 **assumptions for private sector deployment. In addition, the induced effect**
15 **metrics the model outputs are further from literature values, indicating these**
16 **scenarios are not consistent with literature.**

TABLE R-10.18 B) :

	Reference Case	HQ Case	Unit
Total PEVs by 2027	437,780	546,418	PEVs
DCFC Network size by 2027	911	1,689	DCFCs
Home Electricity Sales from EV Charging	3,106	3,859	GWh

% of new Home Charging due to HQ program 20%

Measuring the Induced Effect	Model Value	Literature Value
Absolute Induced Effect: PEVs added per DCFC added	144	195 - 308
Relative Induced Effect: Average elasticity	1.04	0.84 (lower bound)
Market Share Increase per DCFC added	0.0085%	0.019%

1 c) For this set of scenarios, the only change is the number of DCFCs deployed
 2 in the reference case. Under the original assumption for the DCFC:BEV
 3 ratio, to achieve an EV fleet of 231,585 for the reference case, 489 DCFCs
 4 were deployed. Now, this figure is lower due to the higher DCFC ratio. The
 5 induced effect metrics output by the model therefore indicate a stronger
 6 induced effect, particularly for the average elasticity, i.e. the impact of DCFC
 7 deployment on EV sales is strong throughout the entire modelling period.

TABLE R-10.18 C) :

	Reference Case	HQ Case	Unit
Total PEVs by 2027	231,585	546,418	PEVs
DCFC Network size by 2027	375	1,689	DCFCs
Home Electricity Sales from EV Charging	1,753	3,859	GWh

% of new Home Charging due to HQ program 55%

Measuring the Induced Effect	Model Value	Literature Value
Absolute Induced Effect: PEVs added per DCFC added	263	195 - 308
Relative Induced Effect: Average elasticity	3.18	0.84 (lower bound)
Market Share Increase per DCFC added	0.0156%	0.019%

8 d) The amount of charging at home has no impact on the EV and DCFC
 9 deployment in the model and therefore, all the induced effect numbers are
 10 the same. The only change is in the total electricity sales and therefore the
 11 amount of home charging HQ can be credited for causing. Under this
 12 assumption, in the HQ case more charging occurs at home so Home
 13 electricity sales for the HQ case are even larger compared to the reference
 14 case.

TABLE R-10.18 D) :

	Reference Case	HQ Case	Unit
Total PEVs by 2027	231,585	546,418	PEVs
DCFC Network size by 2027	489	1,689	DCFCs
Home Electricity Sales from EV Charging	1,753	4,223	GWh

% of new Home Charging due to HQ program 58%

Measuring the Induced Effect	Model Value	Literature Value
Absolute Induced Effect: PEVs added per DCFC added	271	195 - 308
Relative Induced Effect: Average elasticity	1.10	0.84 (lower bound)
Market Share Increase per DCFC added	0.0161%	0.019%

1 e) Since applying a. does not give a feasible solution for the S-curve, only
 2 conditions b, c, and d have been applied. Under these assumptions, the
 3 DCFC network needed from private sector deployment is 720 DCFCs, which
 4 is still aggressive. Induced effect metrics are also not close to literature
 5 values, indicating these are unrealistic scenarios.

TABLE R-10.18 E) :

	Reference Case	HQ Case	Unit
Total PEVs by 2027	437,780	546,418	PEVs
DCFC Network size by 2027	375	1,689	DCFCs
Home Electricity Sales from EV Charging	3,106	4,223	GWh

% of new Home Charging due to HQ program 26%

Measuring the Induced Effect	Model Value	Literature Value
Absolute Induced Effect: PEVs added per DCFC added	91	195 - 308
Relative Induced Effect: Average elasticity	3.35	0.84 (lower bound)
Market Share Increase per DCFC added	0.0054%	0.019%

10.19 Veuillez présenter la comparaison des deux scénarios suivants selon le format de la table 14 (v).

- a. Scénario HQ tel que modélisé en preuve
- b. Scénario HQ, mais où l'ajout de bornes additionnelles ne survient que lorsque le ratio BEV-DCFC atteint 250.

Réponse de E3 :

6 Under this new case, by 2027 the total size of the DCFC network is roughly the
 7 same, however the growth of the network is much slower in earlier years and
 8 accelerates more rapidly in the mid years.

TABLE R-10.19 :

Year	New case (250 DCFC ratio from 2025)		Original DCFC ratio trajectory	
	Total DCFC Network Size	Annual New DCFCs Added	Total DCFC Network Size	Annual New DCFCs Added
2017		90	90	
2018	110	20	130	40
2019	133	24	188	58
2020	162	29	273	84
2021	197	35	394	122
2022	289	92	499	105
2023	424	135	632	133
2024	621	197	799	168
2025	910	289	1,012	212
2026	1,202	291	1,307	296
2027	1,586	384	1,689	382

10.20 Veuillez justifier de préférer le scénario a) de la question précédente au scénario b).

Réponse de E3 :

1 **Keeping the value fixed at 250 does not account for how the average range of**
 2 **BEVs will increase over time. Literature has shown that the required network**
 3 **size of DCFCs to support an EV fleet is dependent on the average range of**
 4 **BEVs.**

10.21 Veuillez reproduire le graphique de la référence (x) en y ajoutant le stock réel de véhicules électriques au Québec en 2017 et 2018 (en fonction des données disponibles au moment de répondre). Veuillez également fournir les données sous-jacentes au graphique.

Réponse de E3 :

5 **The data to reproduce the graph as requested is not readily available. Actual**
 6 **EV sales in Quebec for 2018, according to reference xiii (11,767) exceeded our**
 7 **modelled expectations for both scenarios (7,492 for the reference case and**
 8 **10,161 for the HQ case) constructed at the end of 2017 / early 2018.**

10.22 Considération votre affirmation à la référence (xi), convenez-vous que la croissance des ventes observée aux références (xii) et (xiii) a peu à voir avec l'installation de bornes en 2018?

Réponse de E3 :

1 **According to induced effect theory, sales growth for years 2012 – 2018 has**
2 **little to do with the installation of DCFCs in 2018 due to the delayed impact**
3 **that DCFC networks have on consumer choices. EV sales for the 2012 – 2018**
4 **period would have been impacted by DCFC deployment in earlier years, in**
5 **which DCFC deployment in Quebec was high relative to other provinces in**
6 **Canada.**

10.23 Veuillez refaire la courbe en S pour le scénario de référence en conservant l'hypothèse de 7,5% de part de marché en 2025, mais en ajustant la courbe aux données réelles de 2012 à 2018. Au besoin, utilisez une extrapolation du nombre annuel de véhicules pour 2018 basée sur les 3 premiers trimestres réels. Veuillez présenter le graphique et les différents paramètres de la courbe.

Réponse de E3 :

7 **Extrapolating the same growth from Q3 2017 to Q3 2018 of 188% to Q4 of**
8 **2018, EOY EV sales would be 15,998, which would be around 3.67% of total**
9 **Quebec vehicle sales under 4,500kg. An S-curve cannot be found that fits this**
10 **historic data (2012 – 2018) and reaches 7.5% market share by 2025.**

Demande d'un compte d'écart et de report**Références(s) :**

- i) R-4060-2018, B-0002, Demande
- ii) R-4060-2018, B-0004, HQD-1 doc 1, page 21

Préambule(s) :

« 4.5. Traitement dans le cadre du mécanisme de réglementation incitative (MRI)

Le Projet s'échelonne entre 2018 et 2027, soit, pour ses premières années, au cours de la période d'application du premier MRI. Dans ce contexte, le Distributeur demande la création d'un compte d'écarts et de reports (CÉR) pour y comptabiliser tous les coûts associés au Projet qui ont un impact sur ses revenus requis et qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun, en considérant le MRI qui lui est applicable. Les modalités de disposition du CÉR seront présentées dans le cadre de ses dossiers tarifaires. »

Demande(s) :

11.1 Veuillez élaborer sur les éléments du contexte qui justifie selon le Distributeur la création d'un CÉR?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

11.2 Veuillez expliquer davantage en quoi ces éléments de contexte justifient la création du CÉR demandé par le Distributeur?

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

11.3 Veuillez indiquer les critères appliqués par le Distributeur pour déterminer que la création d'un CÉR était requise dans le présent contexte.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**