

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



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ SUR LA DEMANDE RELATIVE  
À L'ÉTABLISSEMENT D'UN SERVICE PUBLIC DE RECHARGE RAPIDE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES**

**NATURE DES ACTIVITÉS ET DES ACTIFS ET TRAITEMENT COMPTABLE**

1. **Références :**
- (i) Pièce [A-0003](#), p. 8;
  - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 6;
  - (iii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0007](#), p. 5;
  - (iv) Pièce [B-0009](#), p. 7.

**Préambule :**

(i) « *Tenant compte de ce qui précède, la Régie estime que la position du Distributeur quant à la nature réglementaire de l'activité liée à l'exploitation du réseau public de BRCC mérite d'être clarifiée. Elle lui demande donc de préciser sa preuve à l'égard de la nature des actifs associés au Projet par rapport à ceux destinés à la distribution d'électricité. Elle lui demande également de préciser le traitement comptable qui découle de sa position, notamment le traitement lié aux investissements* ». [nous soulignons]

(ii) « *L'exploitation d'un service public de recharge rapide pour VÉ n'est pas une activité de distribution d'électricité et la Régie ne fixe pas les tarifs de ce service. Il ne s'agit donc pas d'une activité réglementée au sens où la Régie n'en réglemente pas les tarifs* ». [nous soulignons]

(iii) Base d'établissement des revenus requis pour le dossier R-4057-2018, extrait du Tableau 1 : Autres informations, p. 5 :

PRINCIPE	RÉFÉRENCE	COMMENTAIRES
Séparation des activités réglementées et non réglementées	Pièce HQD-1, document 2.2 du dossier R-3677-2008.	Activités non réglementées à toutes fins pratiques inexistantes. Données répertoriées distinctement dans le système comptable.

(iv) « *Ainsi, dans le dossier tarifaire annuel du Distributeur, la Régie déterminera les revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ. Ceux-ci comprendront toutes les dépenses associées au Projet, notamment les charges d'exploitation et d'amortissement. La Régie tiendra conséquemment compte de l'ensemble de ces coûts dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité.* »

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez préciser si les actifs associés au Projet (i) sont détenus par le Distributeur. Sinon, veuillez préciser qui détient ces actifs.

**Réponse :**

1            **Quoiqu'il ne s'agisse pas d'une activité réglementée au sens où la Régie n'en**  
2            **fixe pas les tarifs, le Distributeur considère néanmoins que l'exploitation du**  
3            **service public de recharge rapide pour VÉ est une activité réglementée**  
4            **puisque la Régie doit tenir compte de l'ensemble des revenus et dépenses y**  
5            **afférents dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité. Ceux-ci**  
6            **concernent notamment la juste valeur des actifs que la Régie estime**  
7            **prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un tel service public, les**  
8            **montants globaux qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de prestation**  
9            **de ce service, de même que les revenus d'exploitation qu'en perçoit le**  
10           **Distributeur.**

11           **Ainsi, puisque le Distributeur considère ce service comme une activité**  
12           **réglementée et qu'il est le propriétaire des actifs associés au Projet, ces**  
13           **derniers sont inclus dans sa base de tarification. En conséquence, le**  
14           **Distributeur est d'avis qu'il n'est pas requis de répertorier de façon distincte**  
15           **dans son système comptable les dépenses associées aux actifs du Projet.**

1.2 Veuillez préciser si le Distributeur considère l'inclusion des actifs associés au Projet à sa base de tarification (ii).

1.2.1. Si oui, veuillez élaborer sur quelle base réglementaire, compte tenu du principe de séparation des activités réglementées et non réglementées (iii).

**Réponse :**

16           **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.2.2. Sinon, veuillez préciser quel traitement comptable est prévu pour la valeur de ces actifs.

**Réponse :**

17           **Sans objet.**

1.3 Veuillez élaborer sur le traitement comptable envisagé par le Distributeur, lors des dossiers tarifaires annuels, relativement aux dépenses associées au Projet, notamment les charges d'exploitation et d'amortissement (iv).

**Réponse :**

18           **D'emblée, le Distributeur précise que les revenus de recharge aux bornes ou à**  
19           **domicile feront l'objet d'une prévision annuelle. Ainsi, les revenus de**  
20           **recharge aux bornes, correspondant aux Frais de recharge, seront présentés**

1 distinctement à la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité<sup>1</sup> tandis  
2 que les revenus de recharge à domicile seront intégrés dans les prévisions  
3 des ventes du Distributeur et ne pourront faire l'objet d'un suivi distinct.

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

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

13 Le Distributeur propose néanmoins de déposer annuellement, dans le cadre  
14 de son rapport annuel, un suivi des investissements associés au Projet.

1.3.1. Veuillez préciser si ces éléments seront répertoriés de façon distincte dans le système comptable du Distributeur (iii).

**Réponse :**

15 Voir la réponse à la question 1.1.

- 2. Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 40;  
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 13;  
(iii) Pièce [B-0002](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) « Hydro-Québec, par l'entremise de son Circuit électrique, exploite avec succès depuis plusieurs années un réseau de bornes de recharge. Il s'agit toutefois essentiellement de bornes de niveau 2 (240 volts), au nombre de 1 322 à la fin juillet 2018. Le modèle de déploiement de ces bornes, en collaboration avec des partenaires privés, est viable compte tenu de l'investissement relativement modeste qu'il requiert. Toutefois, ce type de bornes, bien qu'encore très pertinent, ne suffit plus à répondre à la demande, à l'exception de celle provenant des VHR, en raison du temps requis pour la recharge.

*Le modèle d'affaires actuel a atteint ses limites, en particulier en ce qui a trait au déploiement des BRCC, compte tenu des coûts d'investissement requis et de l'absence de rentabilité de ces bornes pour les opérateurs.*

---

<sup>1</sup> Dossier R-4057-2018, pièce HQD-11, document 1 (B-0027), tableau 1.

*En date du 31 juillet 2018, il existe environ 140 BRCC publiques en opération au Québec. Le Circuit électrique est le principal opérateur, avec 110 bornes réparties sur 95 sites, suivi par le réseau Flo d'AddÉnergie qui en compte une quinzaine. Eu égard, notamment, à la volonté et aux objectifs du Gouvernement à sujet, de même qu'aux réalités de marché décrites précédemment, Hydro-Québec est consciente de la nécessité d'accélérer de façon importante le déploiement de ce type de bornes. »*

(ii) « *Le déploiement prendra plusieurs formes. Il pourra s'agir d'une installation unique d'une BRCC sur un nouveau site, d'une installation complémentaire sur site déjà existant et fortement achalandé, ou encore d'une Superstation. Cette dernière comprend généralement de deux à quatre BRCC, de même qu'une marquise couvrant les bornes afin d'améliorer l'expérience client (à l'image d'une station-service) et d'augmenter l'impact visuel des installations afin de promouvoir l'électrification des transports.*

*Les revenus provenant de la recharge aux bornes appartiennent au Distributeur. Toutefois, comme cela a été mentionné précédemment, le principal bénéficiaire pour le Distributeur provient des ventes additionnelles à domicile générées par l'augmentation du parc de VÉ. »*

(iii) « *8. Le projet du Distributeur vise donc à mettre en place un service public de recharge constitué de près de 1 600 bornes de recharge rapide à courant continu (« BRCC ») sur une période de 10 ans.*

*9. Plus particulièrement, le Distributeur souhaite déployer dans toutes les régions du Québec 50 BRCC d'ici la fin de 2018 et 115 BRCC durant l'année 2019. »*

**Demandes :**

2.1 Veuillez concilier les allégués de la demande du Distributeur (iii) et les explications contenues dans la preuve (i) et (ii) quant au rôle du Distributeur et celui des autres entités d'Hydro-Québec (non réglementées) visées par le Projet.

**Réponse :**

1 **D'emblée, le Distributeur précise que les BRCC déjà en place au moment du**  
2 **dépôt du présent dossier, dont il est question à la référence (i), ne font pas**  
3 **partie des 1 580 bornes prévues au Projet et demeurent la propriété du Circuit**  
4 **électrique et de ses partenaires.**

5 **Le Distributeur, en plus d'être propriétaire de l'actif lié au Projet, est**  
6 **directement impliqué dans le déploiement du réseau de BRCC. En effet, il**  
7 **s'assure de raccorder les cabinets d'alimentation des bornes de recharge et**  
8 **de gérer l'impact sur le réseau électrique.**

9 **En collaboration étroite avec le Distributeur, le Circuit électrique agit à titre de**  
10 **responsable opérationnel des activités, comme fournisseur interne. Les coûts**  
11 **liés à la gestion des opérations sont inclus comme charges d'exploitation au**  
12 **Projet<sup>2</sup>.**

---

<sup>2</sup> Tableau 8 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004).

2.2 Veuillez en particulier :

2.2.1. Élaborer sur la nature du rôle du Distributeur et son implication dans le Projet;

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.2.2. Préciser le ou les détenteurs des actifs visés par le Projet; et

**Réponse :**

2 **Voir les réponses aux questions 1.1 et 2.1.**

2.2.3. Élaborer sur les relations entre le Distributeur et le Circuit électrique (ou toute autre entité non-réglémentée visée) dans le cadre du Projet (i) en précisant qui en est le responsable opérationnel des activités.

**Réponse :**

3 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.3 Dans le cas où le Distributeur installe une BRCC dans le cadre du Projet sur un site existant exploité par le Circuit électrique (ii), veuillez élaborer sur le traitement opérationnel des activités.

**Réponse :**

4 **Le Circuit électrique étant le responsable opérationnel de l'ensemble du**  
5 **réseau de bornes, il n'y aurait aucune incidence sur la gestion des activités.**

6 **Le Distributeur précise que, dans la situation décrite dans la question, il**  
7 **s'agirait d'une nouvelle installation, avec une infrastructure civile électrique**  
8 **entièrement nouvelle, puisque les installations existantes n'avaient pas été**  
9 **conçues pour être doublées. En conséquence, l'ensemble de ce nouvel actif**  
10 **appartiendrait au Distributeur.**

3. **Références :** (i) Pièce [B-0009](#), p. 7;  
(ii) Pièce [B-0004](#), p 21, Tableau 8, Impact sur les revenus requis du Distributeur.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur souligne par ailleurs que, malgré l'approbation des montants globaux par la Régie dans le cadre du présent dossier, un suivi quant aux dépenses nécessaires pour l'exploitation du service sera fait à chaque année, et ce, dans le cadre de son dossier tarifaire. Aussi, même si l'étape d'autorisation préalable d'investissements en vertu de l'article 73 de la LRÉ ne trouve pas application, la Régie bénéficiera d'une information adéquate pour déterminer les revenus requis associés à l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ. Ainsi, dans le dossier tarifaire annuel du Distributeur, la Régie déterminera les revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ. Ceux-ci comprendront toutes les dépenses associées au Projet, notamment les charges d'exploitation et d'amortissement. La Régie tiendra conséquemment compte de l'ensemble de ces coûts dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité. » [nous soulignons]

- (ii) Tableau 8 : Impact sur les revenus requis du Distributeur\*

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,5	1,4	3,0	5,3	7,7	10,9	13,9	17,7	21,0
Revenus à domicile	0,5	1,8	4,4	7,5	12,9	19,2	32,6	45,0	68,1	85,9
<b>Revenus total</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>	<b>5,9</b>	<b>10,5</b>	<b>18,2</b>	<b>26,9</b>	<b>43,5</b>	<b>58,9</b>	<b>85,8</b>	<b>106,9</b>
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,6	2,5	3,3	4,1	5,1	6,1	7,3	8,6
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,6</b>	<b>2,9</b>	<b>6,6</b>	<b>11,1</b>	<b>17,0</b>	<b>23,4</b>	<b>40,8</b>	<b>53,5</b>	<b>74,6</b>	<b>91,8</b>
Rend. sur les capitaux propres	0,0	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(9,5)</b>	<b>(13,2)</b>

\* Indépendamment du traitement de ces coûts à travers le mécanisme de réglementation incitative.

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez préciser si les revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide, mentionnés à la référence (i), comprennent aussi une rémunération des capitaux propres du Distributeur.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur confirme que les revenus requis pour l'exploitation du service**  
 2 **public de recharge rapide comprennent une rémunération des capitaux**  
 3 **propres. En effet, les actifs reconnus prudemment acquis par la Régie sont**  
 4 **intégrés à la base de tarification du Distributeur.**

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



3.2 Veuillez préciser et justifier le taux de rendement sur les capitaux propres applicable tel qu'utilisés par le Distributeur pour déterminer le rendement sur les capitaux propres à l'avant-dernière ligne du tableau à la référence (ii). Veuillez spécifier sur quels postes de dépenses (i) ce taux de rendement est appliqué.

**Réponse :**

1 **Comme mentionné en réponse aux questions 1.1 et 3.1, les actifs sont ajoutés**  
2 **à la base de tarification du Distributeur. Ils sont donc rémunérés à 35 % au**  
3 **taux de rendement autorisé des capitaux propres, soit 8,2 %<sup>3</sup>.**

4 **La valeur d'acquisition prévue de ces actifs (soit les BRCC et l'infrastructure)**  
5 **est présentée au tableau 2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004).**

**DEMANDE DE CRÉATION D'UN COMPTE D'ÉCARTS ET DE REPORTS  
POUR LE DISTRIBUTEUR**

4. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 21;  
(ii) Pièce [B-0009](#), p 7;  
(iii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0094](#), p. 48;  
(iv) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0007](#), p. 3.

**Préambule :**

(i) « 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. » [nous soulignons]

(ii) « Ainsi, dans le dossier tarifaire annuel du Distributeur, la Régie déterminera les revenus requis pour l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ. Ceux-ci comprendront toutes les dépenses associées au Projet, notamment les charges d'exploitation et d'amortissement. La Régie tiendra conséquemment compte de l'ensemble de ces coûts dans la fixation des tarifs de distribution d'électricité.

Enfin, le Distributeur rappelle qu'il a précisé à la section 4.5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004) les modalités de traitement de ces coûts dans le cadre du mécanisme de réglementation incitative. »

(iii) « Les coûts découlant du déploiement de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la formule d'indexation. Le Distributeur précise que, malgré le fait que ce projet découle d'une demande

<sup>3</sup> Décision D-2018-025, paragraphe 143.

*gouvernementale, il n'a pas demandé le traitement des coûts y afférents à titre de Facteur Y ni Z puisque l'impact annuel anticipé sur ses revenus requis n'atteint pas le seuil de 15 M\$. Le Distributeur devra donc absorber ces impacts sur les revenus requis à même le montant déterminé par la formule d'indexation pour 2019.*

*Le Distributeur rappelle que dans le cadre de l'établissement des tarifs en vertu du MRI, il n'a pas déposé les composantes détaillées des revenus requis faisant partie de la formule d'indexation, dont la base de tarification sous-jacente et le détail des rubriques de charges d'exploitation. »*

**Demandes :**

4.1 À la référence (i), le Distributeur mentionne « ses revenus requis », veuillez préciser de quels revenus requis il est question (revenus requis pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques ou revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité).

**Réponse :**

1 **Il s'agit ici de l'ensemble des revenus requis pour l'exploitation du réseau de**  
2 **distribution d'électricité, qui incluent ceux essentiels à l'exploitation du**  
3 **service public de recharge rapide pour VÉ, que le Distributeur considère**  
4 **comme des activités réglementées.**

5 **Voir également les réponses aux questions 1.1 et 1.3.**

4.2 Dans la mesure où les impacts sur les revenus requis des coûts du projet devront être absorbés à même le montant déterminé par la formule d'indexation pour 2019 (référence (iii)), veuillez justifier la demande de création du CÉR à la date de la Demande.

**Réponse :**

6 **Le Distributeur a jugé prudent de demander dès maintenant la création d'un**  
7 **CÉR valide pour la durée complète du Projet, dont la réalisation s'échelonne**  
8 **sur les années 2018 à 2027, compte tenu de sa particularité.**

9 **Le Distributeur souligne par ailleurs que, selon le plan de déploiement prévu**  
10 **du Projet présenté au tableau 8 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), il**  
11 **n'anticipe pas utiliser le CÉR ni demander de Facteur Z pour ce Projet puisque**  
12 **l'impact annuel prévu est inférieur au seuil de 15 M\$ (voir la réponse à la**  
13 **question 4.3.1). Toutefois, le Distributeur pourrait être amené à en faire la**  
14 **demande si des événements particuliers venaient modifier ses prévisions**  
15 **comme, par exemple, un déploiement plus rapide du Projet ou un changement**  
16 **dans la Loi qui ferait en sorte que le seuil annuel de 15 M\$ serait atteint. Le**  
17 **Facteur Z permettrait alors de prévoir hors de la Formule d'indexation, sur la**  
18 **base du coût de service, les impacts financiers du Projet alors que le CÉR, si**

1 requis, permettrait de récupérer les coûts éligibles à un tel traitement d'une  
2 année donnée qui n'auraient pu être reflétés dans les tarifs au moment  
3 opportun.

4 Ainsi, l'étude du caractère nécessaire et raisonnable des sommes présentées  
5 à titre de Facteur Z ou qui pourraient être cumulées dans le CÉR, le cas  
6 échéant, sera effectuée à même un dossier tarifaire. La présente demande de  
7 CÉR ou d'un éventuel Facteur Z ne porte donc pas atteinte au pouvoir de la  
8 Régie d'approuver annuellement les impacts sur les revenus requis associés  
9 aux coûts du Projet.

4.3 À la référence (iii), le Distributeur a confirmé que les coûts découlant du déploiement de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la formule d'indexation et qu'il devra absorber ces impacts sur les revenus requis à même le montant déterminé par la formule d'indexation pour 2019 puisqu'il n'a pas demandé le traitement des coûts y afférents à titre de Facteur Y ni Z.

4.3.1. Veuillez préciser si vous anticipez faire une telle demande de traitement des coûts à titre de Facteur Y ou Z au cours du cycle de l'actuel MRI. Veuillez justifier votre réponse en précisant notamment le ou les éléments déclencheurs d'une telle demande.

#### Réponse :

10 Voir la réponse à la question 4.2.

11 Le Distributeur est d'avis que le Projet répond aux critères d'un Facteur Z  
12 puisqu'il découle d'un changement législatif. Toutefois, selon le plan de  
13 déploiement prévu, l'impact annuel n'excède pas le seuil de 15 M\$.

14 Par ailleurs, le Distributeur considère qu'il est important de faire un rappel à  
15 propos de l'impact du Projet sur les revenus requis comme présenté au  
16 tableau 8 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004). À cet effet, il réfère la Régie  
17 à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015) du dossier R-4057-2018, aux pages 17  
18 et 18, où il indique :

19 Bien que la décision de réaliser le projet soit prise sur la base de  
20 l'analyse économique, le Distributeur effectue une estimation de l'impact  
21 du projet sur ses revenus requis. Cette estimation a pour unique objectif  
22 de lui donner, ainsi qu'à la Régie, une indication quant à l'année où  
23 pourrait subvenir l'impact maximal pour la clientèle, en supposant que  
24 tous les autres paramètres demeurent constants. Puisqu'il s'agit toujours  
25 de mesurer un impact à la marge de la situation actuelle, cette estimation  
26 utilise les mêmes coûts évités de fourniture, transport et distribution que  
27 ceux de l'analyse économique. » (le Distributeur souligne)

28 Dans cette même pièce, le Distributeur élabore sur la distinction entre les  
29 coûts moyens et les coûts évités.

1 De ce fait, l'impact sur les revenus requis du Projet comme présenté au  
2 tableau 8 est une estimation, dans la mesure où il repose sur les coûts évités  
3 et les revenus marginaux considérés dans l'analyse économique.

4.3.2. En fonction de votre réponse précédente, veuillez justifier la demande de création du CÉR.

Réponse :

4 Voir la réponse à la question 4.2.

5. Références : (i) Pièce [B-0002](#), p. 3;  
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 21, Tableau 8;  
(iii) Décision [D-2018-067](#), p. 56 et 57.

Préambule :

(i) « Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte d'écarts et de reports hors base de tarification, pour y comptabiliser tous les coûts ayant un impact sur ses revenus requis, et ce, pour les motifs décrits à la section 4.5 de la pièce HQD-1, document 1. »

(ii)

TABLEAU 8 :  
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR\*

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,5	1,4	3,0	5,3	7,7	10,9	13,9	17,7	21,0
Revenus à domicile	0,5	1,8	4,4	7,5	12,9	19,2	32,6	45,0	68,1	85,9
<b>Revenus total</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>	<b>5,9</b>	<b>10,5</b>	<b>18,2</b>	<b>26,9</b>	<b>43,5</b>	<b>58,9</b>	<b>85,8</b>	<b>106,9</b>
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,6	2,5	3,3	4,1	5,1	6,1	7,3	8,6
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,6</b>	<b>2,9</b>	<b>6,6</b>	<b>11,1</b>	<b>17,0</b>	<b>23,4</b>	<b>40,8</b>	<b>53,5</b>	<b>74,6</b>	<b>91,8</b>
Rend. sur les capitaux propres	0,0	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(9,5)</b>	<b>(13,2)</b>

\* Indépendamment du traitement de ces coûts à travers le mécanisme de réglementation incitative.

La Régie observe au Tableau ci-dessus que l'impact sur les revenus requis est nul en 2018, inférieur à 1 million de \$ en 2019 et inférieur à 15 millions de \$ pour chaque année du Projet.

(iii) Dans sa décision D-2018-067 relative au dossier tarifaire R-4011-2017 du Distributeur, la Régie indique que :

« [238] Cela dit, elle prend note des préoccupations réitérées par PEG quant à la possibilité pour le Distributeur de demander un exogène pour des investissements liés à des projets majeurs non prévus. Toutefois, comme la Régie l'exprimait dans sa décision D-2017-043 [par. 313], le seuil de matérialité permet d'éviter d'avoir des éléments de coûts avec des montants annuels négligeables. En exigeant que l'impact annuel sur les revenus requis du Distributeur en raison d'un investissement lié à un projet majeur non prévu franchisse le seuil de matérialité de 15 M\$, la Régie estime qu'il n'y a pas lieu de craindre les problèmes évoqués par PEG.

[239] En conséquence, la Régie fixe le seuil de matérialité à 15 M\$ aux fins de reconnaître un élément de coût à traiter en Facteur Z. » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez indiquer si le Distributeur demande la création d'un CÉR seulement pour les années 2018 et 2019 ou pour la durée totale du Projet ((i) et (ii)). Le cas échéant, veuillez justifier.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 4.2.**

- 5.2 Advenant le cas où la Régie dans sa décision finale n'approuverait pas la création du CÉR, veuillez élaborer sur les impacts d'un tel refus pour le Distributeur (iii).

**Réponse :**

2 **Advenant le cas où la Régie refuserait la demande de création d'un CÉR, les**  
3 **impacts sur les revenus requis qui auraient pu être portés à ce compte, soit**  
4 **ceux associés à l'une ou l'autre des années sur lesquelles le Projet**  
5 **s'échelonne et qui n'auraient pu être inclus aux revenus requis en temps**  
6 **opportun, ne pourraient être récupérés de façon spécifique par le Distributeur**  
7 **dans les tarifs d'une année ultérieure.**

**VALEUR DES ACTIFS PRUDEMMENT ACQUIS ET UTILES – ANALYSE ÉCONOMIQUE**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 20;  
(ii) Conseil de gestion du Fonds vert, Recommandations sur les ajustements budgétaires à apporter au Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, [Rapport](#) de novembre 2018, p. 20;  
(iii) Dossier R-4043-2018, Pièce [C-HQD-0018](#), p. 6.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur souligne que le Projet devrait, sous certaines conditions, être éligible à l'obtention d'une aide financière du gouvernement fédéral par l'entremise du ministère des Ressources naturelles du Canada. Cette aide s'appliquerait au budget des trois premières années du Projet et couvrirait jusqu'à la moitié des coûts d'installation des bornes. ».

(ii) La Régie constate que les actions suivantes, financées par le Fonds vert, se rapportent au développement du réseau de bornes de recharge électriques :

Voici des actions dont les objectifs sont similaires ou complémentaires :

- Soutien au développement du réseau de bornes de recharge
  - Action 14.1/Programme Roulez vert : Rabais à l'achat de véhicules électriques et de bornes de recharge (TEQ)
  - Action 14.2.2/Projet-pilote d'installations d'infrastructures de recharge le long de l'A-40 (TEQ)
  - Action 14.2.3/Programme Branché au travail (TEQ)
  - Action 14.2.4/Bornes de recharge (circuit électrique) (TEQ)
  - Action 14.3.1/Promotion de l'électrification des transports (TEQ)
  - Action 14.10/Support à l'implantation de bornes de recharge le long des principaux axes routiers (MTQ)

(iii) « Les mesures 19.2 et 128.3 réfèrent à l'initiative que le Distributeur souhaite pouvoir mener avec l'accord de TEQ et la source de financement adéquate, pour prendre le leadership communicationnel en matière de promotion de l'électrification des transports, dans le but d'augmenter les ventes de véhicules électriques. Comme le mentionne TEQ dans sa réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie (B-0114), les budgets associés aux mesures 19.2 et 128.3, qui consistent en des campagnes d'information et de sensibilisation sur la voiture électrique, seraient assumés par le Fonds vert et ne font donc pas partie des budgets demandés par le Distributeur dans le cadre du présent dossier. »

**Demandes :**

6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait une demande d'aides financières auprès du gouvernement fédéral pour couvrir une partie des coûts d'installation des bornes lors des premières années du Projet (référence (i)).

**Réponse :**

1 Par l'intermédiaire du Circuit électrique, le Distributeur a fait une demande  
2 d'aide financière auprès du gouvernement fédéral dans le cadre de l'*Initiative*  
3 *pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les*  
4 *carburants de remplacement*, dont la portée est limitée au 31 janvier 2020.

5 L'ensemble des modalités de ce programme sont présentées sur le site de  
6 Ressources naturelles Canada (RNCa)<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> <https://www.rncan.gc.ca/energie/carburants-remplacement/carburants-faits/ecoenergie/18353>.

6.1.1. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les résultats de cette demande.

**Réponse :**

1           Trois des quatre projets présentés par le Distributeur dans le cadre de ce  
2           programme se sont vus attribués une aide financière par RNCan en juillet  
3           2018. Une centaine de bornes sont visées. Les ententes finales afférentes ont  
4           été signées le 2 janvier 2019<sup>5</sup>.

5           RNCan finance 50 % de la valeur des projets, jusqu'à un maximum de 50 k\$  
6           par borne. La somme maximale allouée pour les trois projets retenus est donc  
7           de 5 M\$, soit 100 bornes x 50 k\$.

8           Le Distributeur fait remarquer que cette somme est supérieure à celle  
9           présentée au tableau 7 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004). Ceci est dû au  
10          fait que le coût moyen des bornes prévues au Projet pour les années visées  
11          par l'aide financière, en incluant leur infrastructure, est inférieur à 100 k\$.  
12          Conséquemment, l'aide financière, soit 50 % de ce coût, n'atteint pas le  
13          maximum permis de 50 k\$.

14          Le Distributeur souligne que, même après attribution, les critères et  
15          conditions d'obtention du remboursement sont extrêmement exigeants.

6.1.2. Si la demande de subvention auprès du gouvernement fédéral n'a pas été  
faite, veuillez justifier la raison.

**Réponse :**

16           **Sans objet.**

6.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait une demande d'aides financières auprès du  
gouvernement provincial pour une contribution de ce dernier au financement des coûts  
d'installation des BRCC, similairement à la démarche envisagée auprès du  
gouvernement fédéral (référence (i)).

**Réponse :**

17           Il n'existe pas à l'heure actuelle de programme provincial d'aide au  
18           déploiement de BRCC.

---

<sup>5</sup> <https://www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2019/01/le-canada-investit-au-quebec-dans-le-plus-vaste-reseau-de-recharge-pour-vehicules-electriques-du-pays.html>.

6.2.1. Le cas échéant, veuillez préciser le résultat de cette démarche et les montants octroyés par le gouvernement provincial.

**Réponse :**

1           **Sans objet.**

6.2.2. Si la demande de subvention auprès du gouvernement provincial n'a pas été faite, veuillez justifier la raison.

**Réponse :**

2           **Voir la réponse à la question 6.2.**

6.3 Veuillez préciser les différences entre le Circuit électrique, sous la responsabilité de Transition énergétique Québec, mentionné à l'action 14.2.4 de la référence (ii), et le Circuit électrique actuellement géré par le Distributeur.

**Réponse :**

3           **Le Distributeur précise qu'il s'agit bien du Circuit électrique d'Hydro-Québec**  
4           **et que ce dernier n'est pas sous la responsabilité de TEQ, comme semble**  
5           **l'indiquer la Régie. L'action 14.2.4 correspond à l'ensemble du réseau de**  
6           **bornes de recharge rapide mises en place sous la bannière du Circuit**  
7           **électrique, y compris celles visées par le présent dossier.**

8           **Le Distributeur souligne qu'il ne reçoit aucune somme du Fonds vert dans le**  
9           **cadre du Projet.**

6.4 Veuillez préciser si les actions 14.2.2, 14.2.4, 14.3.1 et 14.10, sous la responsabilité de TEQ et du MTQ, financées par le Fonds vert (référence (ii)), ont pour objet des Bornes de recharge rapide à courant continu ou des bornes de recharge d'un autre type.

**Réponse :**

10           **L'action 14.2.2 était un projet pilote visant l'installation de BRCC, aujourd'hui**  
11           **terminé.**

12           **Pour l'action 14.2.4, voir la réponse à la question 6.3.**

13           **L'action 14.3.1 vise la sensibilisation du grand public à l'électrification des**  
14           **transports. Elle ne concerne pas directement les BRCC. Elle est toutefois**  
15           **complémentaire au Projet, dans la mesure où elle contribuera à soutenir la**  
16           **croissance du nombre d'électromobilistes et, de ce fait, l'utilisation du réseau**  
17           **de BRCC. Réciproquement, la présence, partout au Québec, d'un réseau**



1 public de BRCC est également un élément important de communication visant  
2 à rassurer les futurs électromobilistes.

3 Quant à l'action 14.10, elle vise à soutenir l'installation de BRCC dans le cadre  
4 limité des aires de service du MTQ et des Villages relais, par un financement  
5 de l'infrastructure civile. Les coûts de mise en place des bornes s'en trouvent  
6 donc réduits. Ce programme existe depuis plusieurs années et les sommes  
7 restantes sont peu significatives. Cette action n'aura donc aucune incidence  
8 sur le Projet.

6.4.1. Le cas échéant, veuillez élaborer sur la similarité ou la complémentarité de ces actions avec le Projet déposé par le Distributeur.

**Réponse :**

9 **Voir la réponse à la question 6.4.**

6.5 À l'exemple des budgets obtenus pour financer des campagnes de sensibilisation et d'information sur la voiture électrique (référence (iii)), veuillez indiquer si le Distributeur a demandé ou obtenu auprès du Fonds vert des montants pour financer l'implantation du réseau de BRCC faisant l'objet de la présente Demande. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

10 **Le Fonds vert n'offre aucune mesure visant le financement de l'implantation**  
11 **du réseau de BRCC.**

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 40;
  - (ii) Communiqué de presse d'Hydro-Québec du 15 janvier 2015 relatif [Partenariat entre Nissan et Hydro-Québec pour accroître le réseau de recharge public des véhicules électriques au Québec](#);
  - (iii) Wall Street Journal, 29 novembre 2018. Extrait de [will-tesla-face-new-competition-on-its-supercharger-network](#);
  - (iv) Article du journal Le Quotidien, 6 décembre 2018, [Pétroles RL entreprend un virage vert](#);
  - (v) Article du journal Métro, mise à jour le 28 septembre 2018, [Moins d'une recharge par jour sur les bornes de la ville](#).

**Préambule :**

(i) « Le modèle d'affaires actuel a atteint ses limites, en particulier en ce qui a trait au déploiement des BRCC, compte tenu des coûts d'investissement requis et de l'absence de rentabilité de ces bornes pour les opérateurs. »

(ii) « Nissan a annoncé qu'elle soutiendra l'expansion du réseau de recharge public, le Circuit électrique, avec un important investissement dans la création de 25 sites de recharge rapide à courant continu. L'entente de partenariat s'inscrit dans le cadre d'une nouvelle étape de déploiement du Circuit électrique qui vise à créer jusqu'à 50 sites de recharge rapide dans les zones à circulation dense, sur les principaux corridors routiers et dans les grands centres urbains. [...]

*Cette entente vise à aider au financement de la mise en service de 20 sites de recharge rapide pour le Circuit électrique en 2015, et cinq de plus prévus en 2016. »*

(iii) « Another option? ChargePoint.

*The company just raised another \$240 million from its investors in a Series H round, and has already raised more than \$530 million in total, according to Crunchbase. It counts its investors as BMW i Ventures (BMWYY , Daimler Trucks and Busses (DDAIF), American Electric Power (AEP - Get Report) and Chevron Technology Ventures (CVX - Get Report) , among others. BMW and Daimler, along with Volkswagen (VLKAY) and Ford Motor (F - Get Report) are also partnered with Ionity, a European-based electric car charging company. »*

(iv) « RL Énergies compte installer tout un réseau de bornes électriques à recharge rapide dans la quarantaine de stations-service de son réseau pour desservir sa clientèle du Saguenay–Lac-Saint-Jean, de Chibougamau et de La Tuque au cours des prochaines années, puis étendre ce circuit à tout le territoire québécois. »

(v) « Ça fait partie de notre stratégie, les bornes de recharges rapide. On est à conclure des ententes avec Hydro-Québec », indique M. Caldwell, sans toutefois préciser quel part des 400 bornes à installer en 2019 et 2020 seront de ce type. »

#### **Demandes :**

7.1 Veuillez indiquer si le modèle d'affaires évoqué par le Distributeur à la référence (i) inclut la participation financière de constructeurs de véhicules électriques, telle que cela a été le cas par le passé (ii).

#### **Réponse :**

1            **Le modèle d'affaires présenté n'inclut pas la participation financière de**  
2            **constructeurs automobiles.**

7.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé des activités de développement d'affaires auprès de constructeurs automobiles afin de solliciter leur participation financière au réseau de BRCC, à l'exemple d'autres modèles de développement en Amérique du Nord ou en Europe (référence (iii)). Le cas échéant, veuillez élaborer sur ces démarches et les résultats obtenus.

#### **Réponse :**

3            **En 2015, le Circuit électrique (et non le Distributeur) a reçu, de la part de**  
4            **Nissan Canada, une subvention de 20 k\$ pour 25 BRCC mises en service. Des**

1                    **activités de développement d'affaires auprès d'autres manufacturiers de**  
2                    **véhicules électriques ont eu lieu mais n'ont pas abouti.**

7.3 Veuillez indiquer comment le Distributeur envisage tenir compte des initiatives du secteur privé, à l'exemple de celle à la référence (iv), dans le déploiement de son réseau de bornes de recharge rapide.

**Réponse :**

3                    **Le Distributeur tiendra compte du déploiement du réseau de BRCC du secteur**  
4                    **privé et ajustera son plan de déploiement pour répondre de façon optimale**  
5                    **aux besoins des électromobilistes et soutenir la croissance du nombre de**  
6                    **véhicules électriques au Québec.**

7                    **Le Distributeur souligne qu'un déploiement plus important que prévu de**  
8                    **BRCC de la part du secteur privé pourrait l'amener à revoir tant à la baisse**  
9                    **qu'à la hausse son propre plan de déploiement. En effet, un accroissement du**  
10                   **nombre de bornes du secteur privé pourrait avoir un effet d'entraînement à la**  
11                   **hausse sur le taux de pénétration des véhicules électriques et, de ce fait, sur**  
12                   **les besoins de recharge publique. En somme, les initiatives du Distributeur et**  
13                   **du secteur privé sont complémentaires et bénéfiques à l'accélération de**  
14                   **l'électrification des transports.**

7.4 Veuillez élaborer sur les éventuelles ententes entre le Distributeur et des municipalités en vue d'implanter des bornes de recharge rapide (référence (v)).

**Réponse :**

15                   **Il n'existe pas à proprement parler d'entente entre le Distributeur et des**  
16                   **municipalités en vue d'implanter des bornes de recharge rapide. Le choix du**  
17                   **site demeure la prérogative du Circuit électrique et cet emplacement doit être**  
18                   **stratégique afin de desservir au mieux les utilisateurs. Le modèle d'affaires**  
19                   **précédent, qui prévoyait un partage à parts égales des coûts et des revenus, a**  
20                   **atteint sa limite, comme l'explique le Distributeur à la référence (i), et avait**  
21                   **notamment pour inconvénient de limiter le choix d'emplacement des bornes.**

7.4.1. Veuillez préciser si ces éventuelles ententes comprennent une contribution financière des municipalités aux investissements requis. Le cas échéant, veuillez indiquer si cette contribution financière des municipalités est intégrée dans le calcul des revenus requis par le Distributeur.

Réponse :

1 Il pourrait survenir, en de rares occasions, qu'une municipalité fournisse  
2 l'infrastructure civile destinée à accueillir les bornes. Le cas échéant, les  
3 coûts pour le Distributeur seraient réduits. La municipalité demeurerait  
4 propriétaire d'une partie de l'infrastructure mais ne toucherait aucun revenu  
5 lié à la recharge sur les bornes.

6 Aucune contribution éventuelle de cette nature n'a été intégrée aux analyses  
7 économique et financière compte tenu, d'une part, de la faible probabilité  
8 qu'une telle contribution survienne et, d'autre part, des sommes peu  
9 significatives en jeu.

8. Références :
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 22;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 22;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), p.40;
  - (iv) [Dossier R-3980-2016, pièce B-0052](#), p. 42;
  - (v) Pièce [B-0004](#), p14;
  - (vi) [Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec](#), p. 1, p. 15, p. 21 et p. 22.

Préambule :

(i) « Les BRCC sont des charges ayant des caractéristiques non linéaires car elles rechargent les VÉ à travers une interface électronique de puissance. L'impact des BRCC sur le réseau varie en fonction de :

- la technologie de BRCC utilisée ;
- la puissance nominale des bornes ;
- la durée et le facteur d'utilisation ;
- l'impédance du réseau au point de raccordement. »

(ii) « Plusieurs campagnes de mesure et des simulations réalisées sur différentes stations de recharge rapide de 50 et 100 kW connectées au réseau ont démontré que les BRCC ne produisent pas de variations rapides de tension, ni de papillotement significatif.

En outre, la distorsion harmonique totale en courant produite par les redresseurs des BRCC est généralement inférieure à 10 %. Le raccordement de BRCC ayant une puissance nominale de 50 kW et 100 kW peut être accepté sur le réseau sans nécessiter d'études harmoniques ou d'ajout de moyens de mitigation. Les stations de recharge de 200 kW nécessiteront une étude d'émissions. La sélection des sites tiendra compte de la configuration désirée (nombre de bornes rapides à installer), de la technologie de bornes utilisée et de l'impédance du réseau au point de raccordement. » [nous soulignons]

(iii) « En date du 31 juillet 2018, il existe environ 140 BRCC publiques en opération au Québec. Le Circuit électrique est le principal opérateur, avec 110 bornes réparties sur 95 sites [...] ».

(iv) En date du 28 juillet 2016, le Distributeur fournit l'offre de recharge rapide au Québec :

« Le Circuit électrique, avec environ 50 BRCC, l'entreprise Tesla avec une trentaine de BRCC réparties sur 4 sites et le circuit AZRA avec 7 BRCC, en service ou en cours d'installation, représentent l'offre de recharge rapide au Québec à ce jour. »

(v) « La répartition territoriale des bornes pour les 18 premiers mois de déploiement est présentée au tableau 1. Ce sont donc 154 BRCC qui seront déployées sur 83 sites, selon une configuration simple, double ou quadruple. La stratégie de couverture du territoire s'appuie à la fois sur une densification des sites existants et sur l'extension du réseau (soit une cinquantaine de nouveaux sites) afin de combler les espaces laissés vides. »

(vi) La Régie constate que le Distributeur définit le taux de distorsion harmonique de tension, les taux d'harmoniques individuels de tension, le papillotement ainsi que les variations rapides de tension, respectivement aux pages 15, 21 et 22.

#### **Demandes :**

8.1 Afin de fournir une qualité de l'onde adéquate, veuillez élaborer sur les différentes technologies disponibles pour les BRCC tel que mentionné en référence (i) et sur les moyens de mitigation envisagés par le Distributeur lorsque nécessaires en référence (ii), en particulier pour les sites en configuration quadruple en référence (v).

#### **Réponse :**

1 **Sur la base de l'expérience des dernières années, Hydro-Québec a constaté**  
2 **des similitudes dans le comportement des différentes technologies d'interface**  
3 **électronique de puissance des BRCC. Le Distributeur n'entrevoit pas pour le**  
4 **moment d'enjeux par rapport à ces technologies, particulièrement dans le**  
5 **contexte où les BRCC sont et seront sélectionnées par Hydro-Québec.**

6 **Par ailleurs, afin de mitiger les impacts des BRCC sur son réseau,**  
7 **Hydro-Québec sélectionnera les points de raccordement ayant une**  
8 **infrastructure électrique adaptée. Comme mentionné dans l'extrait au**  
9 **préambule (ii), le raccordement de BRCC sur des sites simples ou doubles**  
10 **(50 ou 100 kW), ne présente pas d'impact significatif sur la qualité de l'onde.**  
11 **Quant au raccordement de BRCC sur des sites quadruples, il nécessitera une**  
12 **étude d'émissions. Si, après la mise en service de BRCC, le Distributeur juge**  
13 **que les variations de tension, le papillotement ou les harmoniques sont trop**  
14 **élevés, il installera un transformateur d'alimentation dédié comme moyen de**  
15 **mitigation.**

8.2 En ce qui a trait à la qualité de l'onde en référence (vi), veuillez fournir les résultats obtenus sur les sites du Circuit électrique ayant un (1) BRCC en opération et plus particulièrement, les résultats obtenus pour les sites ayant deux (2) BRCC ou plus en opération en références (iii) et (iv). Veuillez fournir les résultats en ce qui a trait aux :

- Taux de distorsion harmonique de tension (%) en référence (vi)

- Taux d'harmonique individuels de tension de rang 2 à 50 (%) en référence (vi)
- Papillotement (indice de sévérité de longue durée  $P_{It}$ ) en référence (vi)
- Variations rapides de tension (indice VRT) en référence (vi)

**Réponse :**

1           **Le Distributeur présente au tableau R-8.2 les résultats constatés pour les**  
 2           **BRCC de 50 kW d'AddÉnergie. Les études sur des sites doubles débiteront**  
 3           **prochainement.**

**TABLEAU R-8.2 :  
COURANTS HARMONIQUES INDIVIDUELS ET DISTORSION HARMONIQUE TOTALE DE  
COURANT (DHTi)**

Rang harmonique	% de la fondamentale	Rang harmonique	% de la fondamentale	Rang harmonique	% de la fondamentale
1	100,00	18	0,06	35	0,06
2	1,44	19	0,14	36	0,02
3	1,30	20	0,03	37	0,04
4	0,67	21	0,04	38	0,02
5	0,79	22	0,03	39	0,01
6	0,27	23	0,09	40	0,02
7	1,06	24	0,04	41	0,04
8	0,23	25	0,11	42	0,01
9	0,11	26	0,02	43	0,03
10	0,11	27	0,04	44	0,02
11	0,54	28	0,03	45	0,01
12	0,12	29	0,07	46	0,01
13	0,17	30	0,03	47	0,03
14	0,06	31	0,06	48	0,01
15	0,06	32	0,02	49	0,03
16	0,03	33	0,02	50	0,01
17	0,10	34	0,02		
<b>DHTi = 3,36%</b>					

4           **Par ailleurs, l'effet à long terme sur le papillotement est négligeable et on ne**  
 5           **constate aucune variation rapide de tension causée par la recharge de VÉ.**

6           **À l'égard des tensions harmoniques mesurées à ce site, il a été démontré que**  
 7           **les valeurs indicatives présentées dans les *Caractéristiques de la tension***  
 8           ***fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* étaient**  
 9           **respectées. À noter que dans le cadre de l'étude d'impact pour le**  
 10           **raccordement des BRCC, le Distributeur a utilisé les émissions en courants**  
 11           **harmoniques afin d'évaluer les impacts des BRCC en configuration simple,**  
 12           **double et quadruple. Cette méthode permet de prévoir l'effet du raccordement**

1 d'une, deux ou quatre BRCC à tout point de raccordement sur le réseau de  
2 distribution.

9. Référence : Pièce [B-0004](#), p. 11.

**Préambule :**

*« Un outil de localisation des sites à privilégier est en cours de développement par Polytechnique Montréal (voir la section 3.3). De plus, le déploiement sera appuyé par une mesure des habitudes de consommation et des trajets réalisés par les usagers. »*

**Demande :**

9.1 Dans le cadre de l'élaboration d'un outil de localisation des sites, veuillez préciser le mandat confié à Polytechnique Montréal.

**Réponse :**

3 **Polytechnique Montréal a reçu comme mandat de développer un outil qui**  
4 **aidera le Distributeur à identifier annuellement l'emplacement des nouvelles**  
5 **BRCC de manière à fournir un service adéquat en fonction du taux de**  
6 **pénétration des véhicules électriques.**

10. Références : (i) Pièce [B-0004](#), p.11;  
(ii) Pièce [B-0004](#), p.10.

**Préambule :**

(i) *« Aux fins de cet exercice, le Distributeur utilise l'information recueillie dans le cadre du programme Charge the North, une initiative de la firme FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Ce programme vise à recueillir les données de recharge et d'utilisation de VÉ afin de documenter leur déploiement sur les territoires desservis par des distributeurs d'électricité au Canada. Les données recueillies par l'entremise d'un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture, sont acheminées directement à FleetCarma. La collecte de données se terminera le 31 mars 2019. À ce jour, sur environ 800 participants au programme, plus de la moitié proviennent du Québec. »* [nous soulignons]

(ii) *« Le Projet, par son déploiement adapté et progressif, offrira au Distributeur l'occasion de s'ajuster à un marché en pleine évolution et de s'assurer d'un juste équilibre entre l'offre et la demande de bornes de recharge. »*

**Demande :**

10.1 Afin d'ajuster son offre de bornes de recharge en référence (ii) sur l'horizon 2018-2027, veuillez préciser si le Distributeur envisage de poursuivre la mesure des habitudes de consommation et des trajets par un échantillon d'utilisateurs de véhicules électriques au-delà du 31 019, tel que mentionné en référence (i), dans le cadre du programme « *Charge the North* » ou selon un autre moyen. Le cas échéant, veuillez élaborer.

**Réponse :**

1            **La compilation de toutes les données du programme Charge the North n'ayant**  
2            **pas été achevée, il est difficile pour le Distributeur de statuer sur la nécessité**  
3            **ou non de poursuivre la mesure des habitudes de consommation et des**  
4            **trajets. Les résultats du programme actuel seront riches en informations et**  
5            **celles-ci devront probablement être mises à jour en fonction de l'évolution**  
6            **technologique des véhicules et des équipements de recharge, du**  
7            **comportement des consommateurs et de leur engouement pour les véhicules**  
8            **électriques.**

9            **Cependant, le Distributeur ne s'appuiera pas uniquement sur cette mesure**  
10           **pour ajuster son offre de bornes de recharge. Par exemple, les données**  
11           **relatives aux immatriculations mensuelles de véhicules électriques fournies à**  
12           **la SAAQ est une donnée essentielle, ainsi que la progression de l'autonomie**  
13           **des batteries. Le Distributeur s'appuiera également sur l'expertise du Circuit**  
14           **électrique, qui opère un réseau de bornes de recharge depuis 2012.**



11. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 20;
  - (ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0052](#), p. 42;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 16.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur fournit une étude de la firme E3 qui utilise la « courbe en S » pour obtenir la prévision de la part de marché des VE :

«

**+ Diffusion curves are one of the most widely used methods to forecast the adoption of new technology in an economy.**

- Many different technologies across many industries have had their market share grow in the form of an S-curve.

**+ E3 has used the following S-curve in previous studies for EV adoption**

$$\text{Market Share (\%)} = \frac{\text{Market Saturation (\%)}}{\left(1 + \text{constant} \frac{\left(f + \frac{g}{2} - y\right)}{g}\right)}$$

**Where:** *f* = Start year of fast growth

*g* = period of fast growth (years)

*y* = current year

**+ This S-curve was fitted to hit certain targets using excels solver**

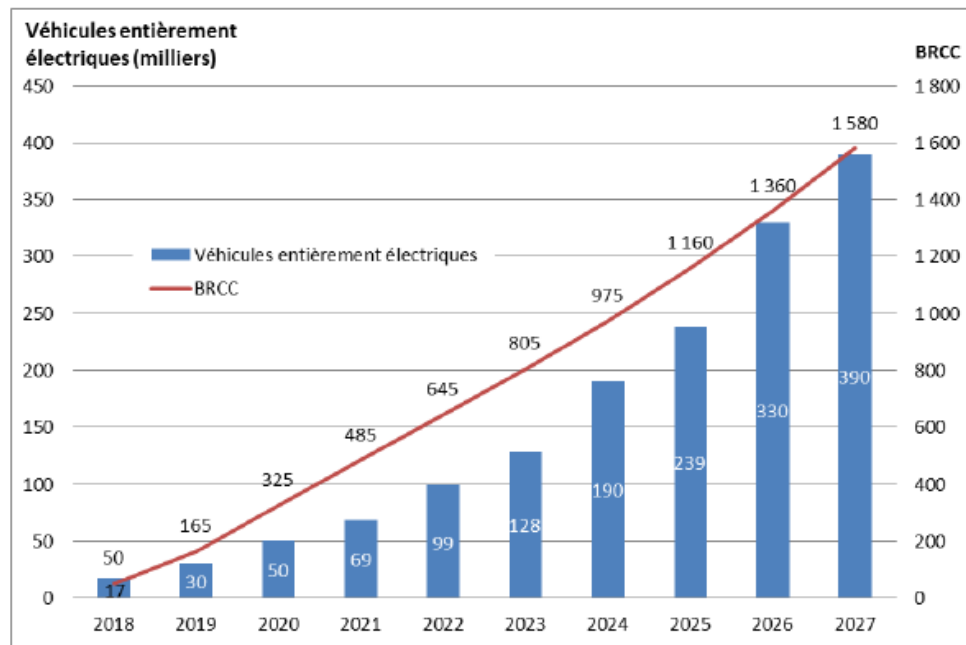
- For the HQ scenario, the S-curve was optimized to follow historical data for the years 2012 – 2016 and to ensure the cumulative number of Evs were above the government target by 2030.
- »

(ii) En date du 28 juillet 2016, le Distributeur fournit l'offre de recharge rapide au Québec :

« *Le Circuit électrique, avec environ 50 BRCC, l'entreprise Tesla avec une trentaine de BRCC réparties sur 4 sites et le circuit AZRA avec 7 BRCC, en service ou en cours d'installation, représentent l'offre de recharge rapide au Québec à ce jour* »;

(iii) Le Distributeur présente la Figure 1 : Plan de déploiement des BRCC suivante :

**FIGURE 1 :  
PLAN DE DÉPLOIEMENT DES BRCC**



La Régie note que les données historiques 2012 à 2016 du Circuit électrique à la référence (ii) ont été utilisées pour obtenir la « courbe en S ». La Régie note également que le Distributeur présente en référence (iii) le Projet de mise en place et d'exploitation d'un réseau de bornes de recharge rapide à courant continu (BRCC) dont le déploiement est beaucoup plus rapide que celui qui a été effectué jusqu'à maintenant dans le Circuit électrique.

**Demande :**

11.1 Veuillez commenter la précision des prévisions résultant de l'optimisation d'une « courbe en S » unique, qui est le résultat de 2 séries de données distinctes, soient celle du Circuit électrique et celle d'un déploiement rapide de BRCC.

**Réponse de E3 :**

1           **The accuracy of the EV projections is primarily dependent on the accuracy**  
2           **and quality of the market share S-curves that drive them.**

3           **Two separate S-curves were generated that represent different scenarios for**  
4           **the growth of EVs in Quebec:**

- 5           **1. One Million EVs by 2030: This is an S-curve that provides a market**  
6           **share growth path that allows Quebec to reach the government target**  
7           **of 1 Million EVs on the road by 2030. This is simply the growth in**  
8           **market share needed if Quebec is to reach its government goal. Since**  
9           **the government goal is very large compared to the total EV stock**

1 when this analysis was conducted (EV population of ~16,000), this  
2 growth must be rapid and therefore is an aggressive growth scenario.

3 2. An EV market share of 7.5% of new vehicle sales by 2025: This  
4 S-curve follows a growth path for EV market share that hits 7.5% by  
5 2025. A market share of 7.5% is a mean value of 3 different baseline  
6 market share growth forecasts for the US (from the EIA, BNEF –  
7 Electric Vehicle Outlook and EPS). Many states in the US do not and  
8 are not expected to have utility ownership of DCFC infrastructure,  
9 therefore making a US EV market share forecast suitable for the non-  
10 HQ deployment scenario.

11 Both these S-curves reach a maximum market share of 80% for passenger  
12 vehicles and 60% market share for trucks. They only differ in how quickly they  
13 reach this maximum market share.

14 The stock rollover model which simulates vehicle retirements also contributes  
15 to the accuracy of EV projections but to a lesser extent. Stock rollover is  
16 easier to predict based on assumptions on vehicle lifetime and is assumed to  
17 occur in a similar way to gasoline vehicles.

12. Référence : Pièce [B-0005](#), p. 29.

**Préambule :**

Le Distributeur inclut dans sa demande un tableau de la firme E3 pour illustrer les résultats de l'effet induit des BRCC sur le nombre de VE immatriculés au Québec :

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

**Demande :**

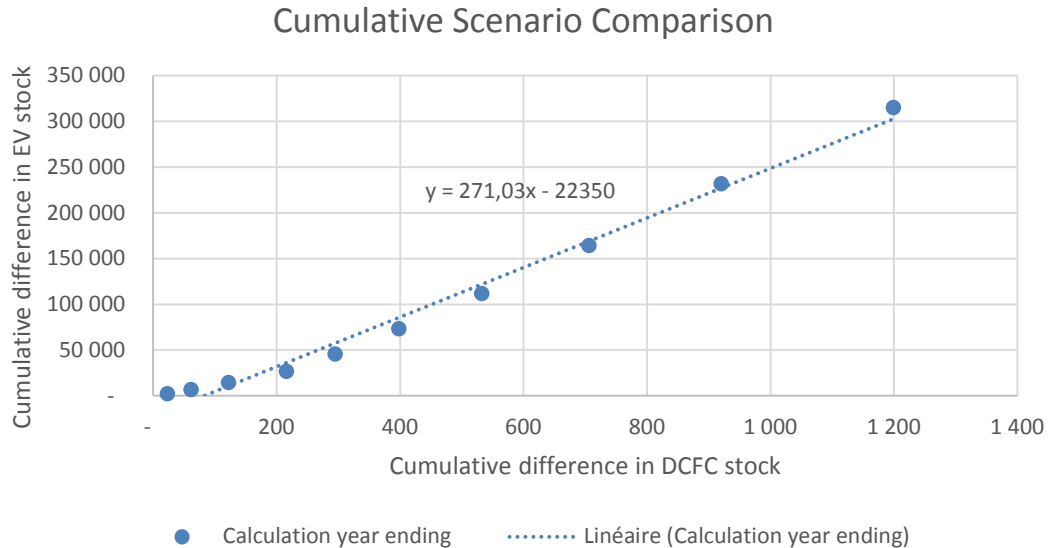
12.1 Veuillez fournir les données de base, calculs et hypothèses qui sous-tendent les résultats de la colonne « Value » soient les résultats « 271, 1.10 et 0.0161% ».

**Réponse de E3 :**

18 These are values for the various metrics used to evaluate the difference  
19 between the Reference Scenario and the HQ scenario. The metrics are based  
20 on comparing the difference in DCFC deployment across the two scenarios  
21 with the difference in EV stock across the two scenarios. The metrics were  
22 calculated based on those in literature.

1 **Row 1 (271)**

2 The value in row 1 (271) is the slope in the following graph:



3 The y axis represents the cumulative difference in the number of EVs between  
4 the HQ and reference scenarios - so by 2027 there are ~350,000 more EVs in  
5 the HQ scenario.

6 The x axis represents the cumulative difference in the number of DCFCs  
7 between the HQ and the reference scenarios so by 2027 there are ~1,200 more  
8 DCFCs in the HQ scenario.

9 The slope of the graph compares how many additional EVs there are in the HQ  
10 scenario versus the reference scenario with how many additional DCFCs there  
11 are in the HQ scenario compared to the reference scenario. The value of 271  
12 indicates that on average over the period 2018 – 2027, for each additional  
13 DCFC deployed in the HQ scenario above the reference scenario, 271 more  
14 EVs are added.

15 This slope of 271 was calculated for comparison with the PGE *Transportation*  
16 *Electrification Plan (March 2017)*<sup>6</sup>. This study calculated that 195 – 308 EVs  
17 were bought per DCFC deployed.

18 The PGE Study states that :

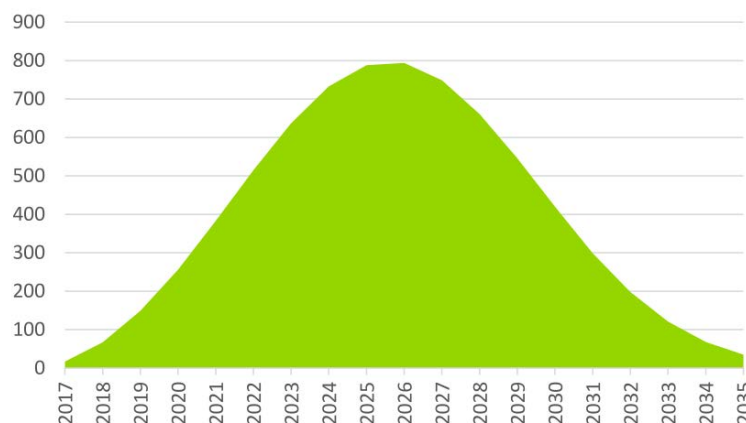
19 Upon plan approval, PGE will identify six new sites in the service area to  
20 host an Electric Avenue. Our vision is that each Electric Avenue site will  
21 include five electric vehicle charging stations: four 50 kW DCQCs and

<sup>6</sup> <https://www.portlandgeneral.com/-/media/public/residential/electric-vehicles-charging-stations/documents/pge-ev-plan.pdf>.

1 one 7 kW level 2 charging station infrastructure with at least two charging  
2 ports<sup>7</sup>.

3 **New DCFCs: 6 x 4 = 24 NEW**

4 According to calculations from the PGE study, the 24 new DCFCs deployed in  
5 Portland in 2018 will result in around 150 extra EVs sold in 2019, rising to an  
6 additional 800 EVs sold in 2026 and then dropping to below 50 extra EVs sold  
7 by 2035. As shown in the following diagram<sup>8</sup>:



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

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

13 Since the equation for the curve was not available in the PGE study  
14 appendices, the EVs sold in each year was read from the diagram using image  
15 measurement software (rounding to the nearest 10 EVs) to get the cumulative  
16 total EVs sold by 2027 and the cumulative EVs by 2035.

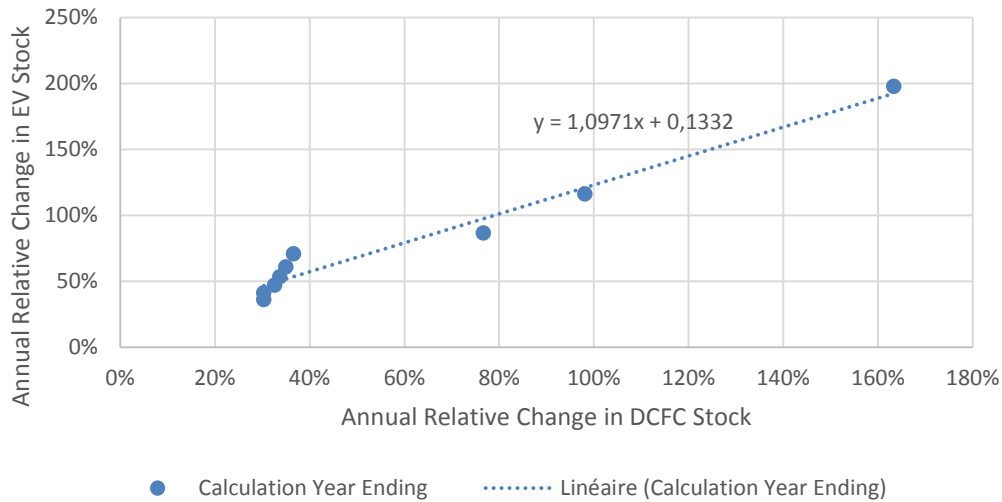
17 **Row 2 (1.10)**

18 The value of row 2 (1.10) is similar to the above calculation but done on a  
19 relative growth basis (i.e. the percentage growth of the EV stock and the  
20 percentage growth of the DCFC stock).

<sup>7</sup> Idem, page 51.

<sup>8</sup> Idem, appendix 7, page 10.

Relative Scenario Comparison



1 **The calculations for each axis are as follows:**

$$y \text{ axis} = \frac{\text{Annual EV stock difference}_y}{\text{Cumulative EV stock difference}_{y-1}}$$

2 **Where**

$$\begin{aligned} \text{Cumulative EV stock difference}_y &= \text{HQ EV stock}_y - \text{Ref EV stock}_y \\ \text{Annual EV stock difference}_y &= (\text{HQ EV stock}_y - \text{HQ EV stock}_{y-1}) - (\text{Ref EV stock}_y \\ &\quad - \text{Ref EV stock}_{y-1}) \end{aligned}$$

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

6 **This slope of 1.10 was used to compare with the elasticity values calculated**  
7 **by Li, Tong, Xing et al. in *The Market for Electric Vehicles: Indirect Network***  
8 ***Effects and Policy Impacts*<sup>9</sup>. Li et al. found that if the charger network (which**  
9 **includes DCFC, L2, L1) increases by 10%, EV sales increase by ~8.4%, all else**  
10 **held equal :**

11 **The coefficient on the charging station variable captures indirect network**  
12 **effects from charging station investment on EV demand. The GMM**  
13 **results show that a 10% increase in charging stations would result in a**  
14 **8.4% increase in the EV sales [...] <sup>10</sup>.**

<sup>9</sup> <https://www.journals.uchicago.edu/doi/pdfplus/10.1086/689702>.

<sup>10</sup> Idem, section 4.1.

1 This study used the most rigorous statistical methods to arrive at an elasticity  
2 figure of 0.84 - i.e. a 10% increase in charging infrastructure causes an 8.4%  
3 increase in EVs.

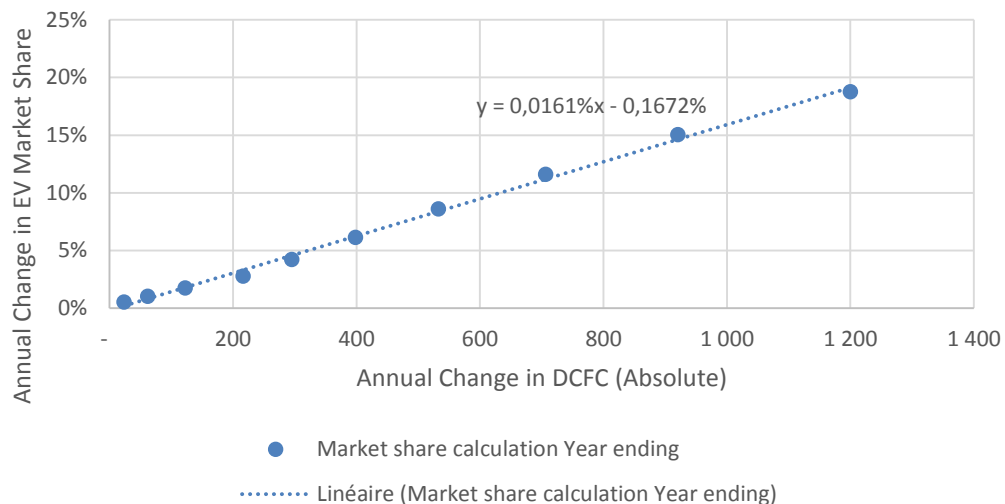
4 However, firstly the authors did not explicitly test DCFCs only. The impact of  
5 DCFCs is thought to be significantly higher than L2 chargers. Hence 0.84 is a  
6 lower bound estimate when looking at DCFCs.

7 Secondly, given that another variable in their model, price, is almost certainly  
8 correlated with EV sales, and that the coefficient for the price variable is  
9 negative, the real elasticity of EV sales with respect to charging infrastructure  
10 is likely to be larger.

11 **Row 3 (0.0161%)**

12 This value was calculated by comparing the difference in market share across  
13 the HQ and Ref scenario with the difference in the number of DCFCs in the HQ  
14 case and the Ref scenario.

Market Share Comparison



15 The calculations for each axis are as follows:

*y axis*

$$= HQ\ EV\ market\ share\ of\ new\ vehicle\ sales_y$$

$$- Ref\ EV\ market\ share\ of\ new\ vehicle\ sales_y$$

16 The market share of new vehicle sales are calculated directly from the  
17 S-curves described in response 11.1.

18 The x-axis is the same calculation as that described for the Row 1 metric.

1 The slope of this graph indicates for every additional DCFC in the HQ scenario  
2 compared with the reference scenario, what the corresponding increase in  
3 market share of PEVs is. A slope of 0.0161% indicates that a single DCFC  
4 induces an increase in PEV marketshare of 0.0161%. This value was  
5 calculated to compare with a study by Sierzchula, Bakker, Maat et al. *The  
6 influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric  
7 vehicle adoption*<sup>11</sup>:

8 For charging infrastructure, holding all other factors constant,  
9 each additional station per 100,000 residents that a country added  
10 would increase its EV market share by 0.12%<sup>12</sup>.

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

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

17 1 Charging station per 100,000 translates to 83.5 charging stations in  
18 Quebec:

$$19 \quad 8,350,000 / 100,000 = 83.5 \text{ charging stations}$$

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

23 Therefore,

$$24 \quad 0.12\% / 6.26 = 0.019\%$$

25 1 DCFC will result in a 0.19% market share increase assuming this trend is  
26 linear.

---

<sup>11</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514000822?via%3Dihub>.

<sup>12</sup> Idem, section 5.3.



13. Référence : Pièce [B-0009](#), p. 9.

**Préambule :**

Le tableau 1 présente le nombre prévu de bornes ainsi que leurs caractéristiques d'utilisation pour chaque année du Projet.

**TABLEAU 1 :  
NOMBRE DE BORNES ET PROFIL DES RECHARGES**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nombre de bornes installées	50	165	325	485	645	805	975	1160	1360	1580
Nombre de nouvelles bornes	50	115	160	160	160	160	170	185	200	220
Nombre de bornes remplacées	-	-	-	-	-	-	-	-	50	115
Nombre moyen de bornes en opération sur 12 mois	21	108	245	405	565	725	890	1068	1260	1470
Temps de recharge (min)	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2
Recharges par borne par mois	105	110	130	160	200	220	250	260	275	275
Puissance nominale (kW)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

**Demande :**

13.1 Veuillez préciser les intrants et la méthodologie utilisés pour estimer le nombre de recharges par borne et par mois sur la période 2018 à 2027.

**Réponse :**

1 Les prévisions du nombre de recharges par borne et par mois sont établies à  
2 partir de l'historique des opérations sur le réseau de bornes de recharge  
3 rapide du Circuit électrique. Les résultats obtenus tiennent compte de la  
4 moyenne annuelle, de la progression historique selon le nombre de véhicules  
5 et de la progression du nombre de véhicules et de bornes envisagée. Les  
6 autres facteurs pris en considération sont la localisation des bornes, la saison  
7 et le facteur d'utilisation maximal.

8 Pour déterminer le nombre de recharges moyennes mensuelles, le  
9 Distributeur a analysé l'utilisation réelle de l'ensemble des BRCC du Circuit  
10 électrique et en est arrivé à une moyenne de 107 recharges par mois. Le  
11 Distributeur a ensuite tenu compte de la moyenne des vingt bornes les plus  
12 utilisées, laquelle se chiffre à plus de 275 recharges.

13 Dans son analyse, le Distributeur a pris pour hypothèse une augmentation  
14 progressive du nombre mensuel de recharges, allant du niveau actuel jusqu'à  
15 un maximum de 275 recharges par borne atteint en 2026, tout en tenant  
16 compte de l'équilibre optimal entre l'offre et la demande.

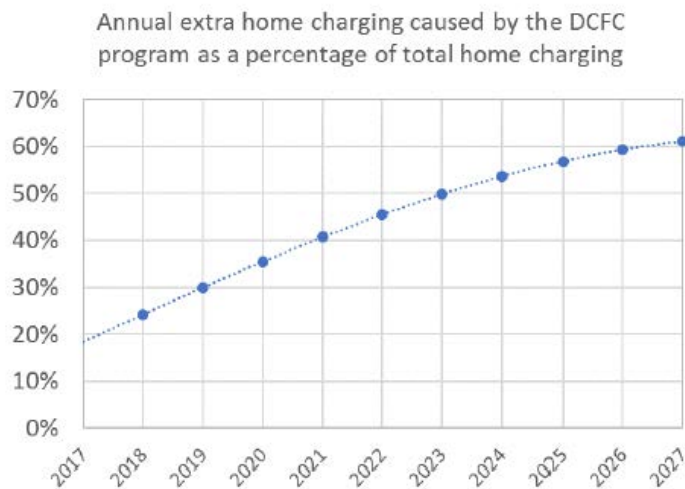
17 Le Distributeur souligne que le nombre de recharges mensuelles varie de  
18 façon notable entre les bornes. Notamment, celles en milieu urbain ont, en

1 général, un taux d'utilisation plus important. Par exemple, la borne la plus  
2 utilisée au Québec, située à Saint-Jérôme, maintient une moyenne mensuelle  
3 de plus de 400 recharges. En conséquence, l'objectif de 275 recharges  
4 mensuelles moyennes par borne d'ici 2026 est tout à fait réaliste.

14. Références : (i) Pièce [B-0005](#), p. 30;  
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 30.

**Préambule :**

(i)



(ii)

Description	Cumulative Totals	Units
Cumulative Sales in the Reference Scenario	1,753	GWh
Cumulative Sales in the HQ Scenario	3,859	GWh
Difference in Scenarios	2,106	GWh
% of new Home Charging due to HQ program	55%	

La Régie note que les résultats ci-dessus proviennent de la firme E3.

**Demandes :**

14.1 Veuillez préciser l'année visée par la référence (ii).

**Réponse de E3 :**

5 These are cumulative electricity sales across all modelled years (2018 – 2027).

14.2 Tout en considérant l'évolution illustrée en référence (i), veuillez expliquer les résultats obtenus en référence (ii), particulièrement en ce qui a trait à la part de la recharge à domicile de 55 % attribuable au Projet.

**Réponse de E3 :**

1 Under the reference case, 1,753 GWh of electricity is used to charge EVs at  
2 home from 2018 to 2027. Under the HQ scenario, with more EVs on the road, a  
3 total of 3,859 GWh of electricity is used to charge EVs at home.

4 Percentage of Home charging attributable to the HQ program over the entire  
5 modelling period =  $1 - (1,753 / 3,859) = 55\%$

6 In addition to the cumulative calculation for the entire modelling period above,  
7 E3 provided an annual calculation to show how this percentage varies over  
8 time as the reference EV stock catches up with the HQ EV stock in the long  
9 run (reference (i)):

10 The y-axis in reference (i) is

$$y \text{ axis} = 1 - \frac{\text{Electricity Sales Ref scenario}_y}{\text{Electricity Sales HQ scenario}_y}$$

11 where electricity sales are the annual kWh of charging at home from the total  
12 vehicle stock.

15. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 20 et 21;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 19;
  - (iii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0132](#), p. 8.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente le Tableau 6 : Détail de la VAN du Projet et le Tableau 8 : Impact sur les revenus requis du Distributeur.

(ii) La Régie constate que, dans le « *Tableau 4 : Paramètres économiques et principales hypothèses* », le taux d'actualisation nominal utilisé par le Distributeur est de 5,445 %, conformément à la Décision D-2018-025.

(iii) Au Tableau 4 : Coût du capital prospectif (Version révisée du Tableau 6 de la pièce HQD-4, document 2.1 [B-0013] du Dossier R-4057-2018), le Distributeur indique que le coût du capital prospectif, mis à jour en décembre 2018 est de 5,489 %.

**Demande :**

15.1 Veuillez présenter les résultats des Tableaux 6 et 8 mentionnés à la référence (i), en considérant le coût du capital prospectif mis à jour en décembre 2018 à la référence (iii).

**Réponse :**

1 **Le Distributeur tient à mentionner que, depuis la décision D-2004-47, il a**  
 2 **toujours utilisé, dans les analyses économiques présentées à la Régie, le taux**  
 3 **d'actualisation prospectif autorisé par cette dernière dans la décision portant**  
 4 **sur le dernier dossier tarifaire. Cette façon de faire assure une uniformité dans**  
 5 **les résultats des projets étudiés pour une année donnée.**

6 **Les tableaux R-15.1-A et R-15.1-B présentent l'information demandée sur la**  
 7 **base du coût du capital prospectif mis à jour en décembre 2018.**

**TABLEAU R-15.1-A :  
DÉTAIL DE LA VAN DU PROJET**

(millions de \$2018)	Flux monétaires actualisés
Investissements	-89,4
Revenus de recharge	246,5
Approvisionnements	-155,4
Charges d'exploitation	-28,1
Valeurs résiduelles investissements	54,4
Taxe sur les services publics	-1,2
<b>VAN du Projet</b>	<b>26,7</b>

**TABLEAU R-15.1-B :  
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR\***

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,5	1,4	3,0	5,3	7,7	10,9	13,9	17,7	21,0
Revenus à domicile	0,5	1,8	4,4	7,5	12,9	19,2	32,6	45,0	68,1	85,9
<b>Revenus total</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>	<b>5,9</b>	<b>10,5</b>	<b>18,2</b>	<b>26,9</b>	<b>43,5</b>	<b>58,9</b>	<b>85,8</b>	<b>106,9</b>
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,6	2,5	3,3	4,1	5,1	6,1	7,3	8,6
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,6</b>	<b>2,9</b>	<b>6,6</b>	<b>11,1</b>	<b>17,0</b>	<b>23,4</b>	<b>40,8</b>	<b>53,5</b>	<b>74,7</b>	<b>91,8</b>
Rend. sur les capitaux propres	0,0	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(9,4)</b>	<b>(13,1)</b>

\*Indépendamment du traitement de ces coûts à travers le mécanisme de réglementation incitative.

16. Référence : Pièce [B-0004](#), p. 21, Tableau 8.

Préambule :

**TABLEAU 8 :**  
**IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR\***

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,5	1,4	3,0	5,3	7,7	10,9	13,9	17,7	21,0
Revenus à domicile	0,5	1,8	4,4	7,5	12,9	19,2	32,6	45,0	68,1	85,9
<b>Revenus total</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>	<b>5,9</b>	<b>10,5</b>	<b>18,2</b>	<b>26,9</b>	<b>43,5</b>	<b>58,9</b>	<b>85,8</b>	<b>106,9</b>
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,6	2,5	3,3	4,1	5,1	6,1	7,3	8,6
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,6</b>	<b>2,9</b>	<b>6,6</b>	<b>11,1</b>	<b>17,0</b>	<b>23,4</b>	<b>40,8</b>	<b>53,5</b>	<b>74,6</b>	<b>91,8</b>
Rend. sur les capitaux propres	0,0	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(9,5)</b>	<b>(13,2)</b>

\* Indépendamment du traitement de ces coûts à travers le mécanisme de réglementation incitative.

Demandes :

16.1 Veuillez présenter une analyse de sensibilité des revenus requis à une majoration des coûts du Projet de 10 % par rapport à ceux identifiés au tableau en référence.

Réponse :

- 1 Le tableau R-16.1-A présente l'analyse économique du Projet tenant compte
- 2 d'une majoration de 10 % des dépenses en investissements et des charges
- 3 d'exploitation sur tout l'horizon d'analyse. Comparativement au scénario de
- 4 référence, la VAN du Projet diminue de 6,3 M\$, passant de 26,9 M\$ à 20,6 M\$.

**TABLEAU R-16.1-A :**  
**DÉTAIL DE LA VAN DU PROJET AVEC UNE MAJORATION DE 10 % DES COÛTS**

Millions de \$	Flux monétaires actualisés
Investissements	-98,6
Revenus de recharge	247,2
Approvisionnement	-155,9
Charges d'exploitation	-31,0
Valeurs résiduelles investissements	60,0
Taxe sur les services publics	-1,2
<b>VAN du Projet</b>	<b>20,6</b>

1 Le tableau R-16.1-B présente l'impact sur les revenus requis résultant de cette  
 2 majoration des coûts de 10%. Les résultats démontrent que cet impact est peu  
 3 modifié comparativement au scénario de référence, soit un faible impact les  
 4 premières années et un impact à la baisse croissant à plus long terme.

**TABLEAU R-16.1-B :**  
**IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'UNE MAJORATION DES COÛTS DE 10 %**

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,5	1,4	3,0	5,3	7,7	10,9	13,9	17,7	21,0
Revenus à domicile	0,5	1,8	4,4	7,5	12,9	19,2	32,6	45,0	68,1	85,9
<b>Revenus total</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>	<b>5,9</b>	<b>10,5</b>	<b>18,2</b>	<b>26,9</b>	<b>43,5</b>	<b>58,9</b>	<b>85,8</b>	<b>106,9</b>
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,9	1,7	2,7	3,6	4,5	5,6	6,7	8,1	9,4
Amortissement	0,1	0,8	1,7	2,8	4,0	5,1	6,3	7,6	9,0	10,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,6</b>	<b>3,1</b>	<b>7,0</b>	<b>11,7</b>	<b>17,8</b>	<b>24,4</b>	<b>42,0</b>	<b>54,9</b>	<b>76,4</b>	<b>93,8</b>
Rend. sur les capitaux propres	0,0	0,2	0,5	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,9	2,2
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>1,6</b>	<b>2,0</b>	<b>0,6</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(7,6)</b>	<b>(10,9)</b>

16.2 Veuillez présenter une analyse de sensibilité des revenus requis à une minoration des revenus aux bornes et à domicile de 20 % par rapport à ceux identifiés au tableau en référence.

Réponse :

1            **Afin de bien répondre à la question de la Régie, le Distributeur présente**  
 2            **différentes analyses de sensibilité, qui permettront notamment d’expliciter**  
 3            **clairement comment une modification dans une hypothèse du modèle affecte**  
 4            **d’autres variables.**

5            **Dans le premier scénario, les revenus de recharge aux bornes sont diminués**  
 6            **de 20 %, ce qui revient presque à maintenir le tarif à son niveau actuel de 10 \$.**  
 7            **Puisque le tarif de recharge aux bornes est fixé par le gouvernement, il s’agit**  
 8            **d’un élément hors du contrôle du Distributeur et qui pourrait varier tant à la**  
 9            **hausse qu’à la baisse, bien que ce dernier scénario soit peu probable.**

10           **Les résultats de l’analyse de rentabilité et l’impact sur les revenus requis sont**  
 11           **présentés aux tableaux R-16.2-A et B.**

**TABLEAU R-16.2-A :**  
**VAN DU PROJET AVEC UNE DIMINUTION**  
**DES REVENUS DE RECHARGE AUX BORNES DE 20 %**

<b>Millions de \$</b>	<b>Flux monétaires actualisés</b>
Investissements	-89,6
Revenus de recharge	235,9
Approvisionnements	-155,9
Charges d'exploitation	-27,3
Valeurs résiduelles investissements	54,6
Taxe sur les services publics	-1,2
<b>VAN du Projet</b>	<b>16,5</b>

**TABLEAU R-16.2-B :  
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'UNE DIMINUTION  
DES REVENUS DE RECHARGE AUX BORNES DE 20 %**

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,4	1,2	2,4	4,3	6,1	8,7	11,1	14,1	16,8
Revenus à domicile	0,5	1,8	4,4	7,5	12,9	19,2	32,6	45,0	68,1	85,9
<b>Revenus total</b>	<b>0,6</b>	<b>2,3</b>	<b>5,6</b>	<b>9,9</b>	<b>17,2</b>	<b>25,4</b>	<b>41,3</b>	<b>56,1</b>	<b>82,3</b>	<b>102,7</b>
Approvisionnement	0,3	1,3	3,1	5,3	9,1	13,4	28,6	38,9	57,3	71,4
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,5	2,4	3,2	4,0	4,9	5,9	7,0	8,2
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,6</b>	<b>2,9</b>	<b>6,6</b>	<b>11,0</b>	<b>16,9</b>	<b>23,3</b>	<b>40,6</b>	<b>53,2</b>	<b>74,4</b>	<b>91,5</b>
Rém. De l'avoir de l'actionnaire	0,0	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>1,5</b>	<b>1,9</b>	<b>0,7</b>	<b>(1,0)</b>	<b>0,6</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>(9,3)</b>

1 Dans le deuxième scénario, la diminution des revenus de recharge aux bornes  
2 est maintenue, et s'y ajoute une diminution des revenus de recharge à  
3 domicile de 20 %. Il est important toutefois de prendre en compte le fait que  
4 cette dernière découlerait forcément d'une modification dans les hypothèses  
5 de base déterminant la quantité d'énergie considérée dans le modèle, par  
6 exemple un nombre de VÉ sur les routes moindre ou une consommation  
7 unitaire de kWh par VÉ plus faible que celle prévue. De ce fait, il est  
8 nécessaire d'ajuster en conséquence les coûts d'approvisionnement associés  
9 aux recharges aux bornes et à domicile, ainsi que les frais de transaction, qui  
10 diminueront dans les mêmes proportions. Les tableaux R-16.2-C et D  
11 présentent les résultats de ce scénario.

**TABLEAU R-16.2-C :  
VAN DU PROJET AVEC UNE DIMINUTION DES REVENUS DE RECHARGE  
ET DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT DE 20 %**

Millions de \$	Flux monétaires actualisés
Investissements	-89,6
Revenus de recharge	197,8
Approvisionnements	-124,7
Charges d'exploitation	-27,3
Valeurs résiduelles investissements	54,6
Taxe sur les services publics	-1,2
<b>VAN du Projet</b>	<b>9,5</b>



**TABLEAU R-16.2-D :  
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'UNE DIMINUTION DES REVENUS DE RECHARGE  
ET DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT DE 20 %**

M\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus aux bornes	0,1	0,4	1,2	2,4	4,3	6,1	8,7	11,1	14,1	16,8
Revenus à domicile	0,4	1,5	3,5	6,0	10,3	15,4	26,1	36,0	54,5	68,7
<b>Revenus total</b>	<b>0,5</b>	<b>1,9</b>	<b>4,7</b>	<b>8,4</b>	<b>14,6</b>	<b>21,5</b>	<b>34,8</b>	<b>47,1</b>	<b>68,6</b>	<b>85,6</b>
Approvisionnement	0,3	1,0	2,4	4,2	7,3	10,8	22,9	31,1	45,8	57,1
Charges d'exploitation	0,1	0,8	1,5	2,4	3,2	4,0	4,9	5,9	7,0	8,2
Amortissement	0,1	0,7	1,6	2,6	3,6	4,6	5,7	6,9	8,2	9,7
Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Frais financiers	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,8
<b>Dépenses totales</b>	<b>0,5</b>	<b>2,7</b>	<b>6,0</b>	<b>10,0</b>	<b>15,1</b>	<b>20,6</b>	<b>34,9</b>	<b>45,5</b>	<b>62,9</b>	<b>77,2</b>
Rém. De l'avoir de l'actionnaire	0,0	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0
<b>Impact sur les revenus requis</b>	<b>0,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,7</b>	<b>2,3</b>	<b>1,4</b>	<b>0,2</b>	<b>1,4</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(6,4)</b>

1 Les résultats de ce scénario démontrent que, même si certaines hypothèses  
2 venaient à varier défavorablement, l'impact sur la rentabilité du Projet est  
3 mitigé par le fait que la portion variable des dépenses est plus importante que  
4 la portion fixe. En effet, les coûts variables du Projet, soit principalement les  
5 coûts d'approvisionnement, varient proportionnellement aux revenus de  
6 recharge. Si les prévisions de revenus ne se concrétisent pas selon les  
7 hypothèses qui sous-tendent le scénario cité en préambule, l'effet de cette  
8 baisse sera compensé par une baisse proportionnelle des coûts associés aux  
9 recharges et des frais de transaction.

10 Il est important de mentionner que le dernier scénario a été présenté dans la  
11 perspective où aucun changement au plan de déploiement initial ne serait  
12 apporté. Or, dans l'optique où, par exemple, la cible du nombre de VÉ ne  
13 serait pas atteinte, le nombre de bornes à installer pourrait être revu à la  
14 baisse, ce qui aurait pour conséquence de diminuer les investissements et les  
15 charges d'exploitation, et ainsi de limiter l'impact défavorable sur la rentabilité  
16 du Projet.

17 À titre illustratif, si la baisse des revenus résultait d'un nombre de véhicules  
18 moindre de 20 % que celui actuellement prévu, le Distributeur pourrait choisir  
19 de diminuer le nombre de bornes à installer dans une proportion équivalente.  
20 La VAN du projet serait dès lors ramenée de 9,5 M\$ à 21,3 M\$ environ.

17. **Référence :** Pièce [B-0009](#), p. 7.

**Préambule :**

*« Le Distributeur souligne par ailleurs que, malgré l'approbation des montants globaux par la Régie dans le cadre du présent dossier, un suivi quant aux dépenses nécessaires pour l'exploitation du service sera fait à chaque année, et ce, dans le cadre de son dossier tarifaire. Aussi, même si l'étape d'autorisation préalable d'investissements en vertu de l'article 73 de la LRÉ ne trouve pas application, la Régie bénéficiera d'une information adéquate pour déterminer les revenus requis associés à l'exploitation du service public de recharge rapide pour VÉ. »*

**Demande :**

17.1 Veuillez élaborer sur les informations précises que le Distributeur prévoit présenter à la Régie, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin de faire un suivi adéquat des dépenses nécessaires pour l'exploitation du service public de recharge pour VÉ.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 1.3.**