



ÉTUDE SUR L'INTÉGRATION DES VÉHICULES MOYENS ET LOURDS (VML) AU RÉSEAU

RAPPORT FINAL- AUGUST 28, 2024



Transports
Canada

Transport
Canada

Canada



Étude sur l'intégration des véhicules moyens et lourds (VML) au réseau

Rapport final

Date : 28 août 2024

Cette publication présente les coûts d'intégration au réseau au Canada.

Also available in English under the title : «Medium and Heavy-Duty Vehicle (MHDV) Grid Integration Study»

Les informations contenues dans cette publication ou ce produit peuvent être reproduites, en partie ou en totalité, et par tout moyen, à des fins personnelles ou publiques non commerciales, sans frais ni autorisation supplémentaire, sauf indication contraire. La reproduction et la distribution commerciales sont interdites sauf avec la permission écrite de Transports Canada.

Pour plus d'informations, contactez :

Transports Canada
330, rue Sparks Ottawa ON Canada K1A 0N5
Véhicules zéro émission (canada.ca)

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représentée par le ministre des Transports Canada, 2024.

Cat. No T42-35/2024F-PDF (PDF électronique, français) 978-0-660-74871-9 ; Cat. No T42-35/2024F-PDF (PDF électronique, anglais) ISBN 978-0-660-74870-2.

Posterity Group
135, avenue Laurier Ouest, bureau 408
Ottawa (ON) K1P 5J2





Table des matières

1 Résumé	1
2 Introduction	8
3 Méthodes de recherche et d'analyse	10
4 Résultats	26





1. Résumé

1.1 Introduction

En tant que signataire du protocole d'accord sur les véhicules moyens et lourds (VML) zéro émission, le Canada s'est engagé à permettre que 100 % des ventes de camions et d'autobus neufs soient sans émission, dans la mesure du possible, d'ici 2040. En outre, le Plan de réduction des émissions pour 2030 prévoit que 35 % des ventes totales de VML seront des véhicules zéro émission (VZE) d'ici 2030. De multiples technologies permettent d'atteindre ces objectifs de VZE, mais les véhicules électriques moyens et lourds (VEML) devraient jouer un rôle essentiel dans la transition du secteur des transports. Pour atteindre ces objectifs, l'infrastructure de recharge des VEML doit être développée et intégrée dans les systèmes de distribution d'électricité canadiens, ce qui nécessite des réseaux prêts à gérer les charges substantielles des véhicules électriques.

Posterity Group (PG) a été mandaté par Transports Canada (TC), en collaboration avec Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) et Ressources naturelles Canada (RNC), pour réaliser l'étude sur l'intégration des VML au réseau. Cette étude a pour but d'informer le modèle TCSim de Transport Canada et d'aider au développement de programmes et de politiques pour l'électrification des flottes de VML. L'étude examine la question de recherche suivante : quels sont les coûts et quelles sont les considérations qualitatives pour l'intégration des VEML au réseau électrique?

1.2 Méthodes de recherche et d'analyse

L'étude utilise plusieurs sources de données et méthodes d'analyse pour répondre à la question de recherche :

- Examen de la littérature et des données existantes provenant d'organismes de recherche réputés tels que le Laboratoire national des énergies renouvelables (National Renewable Energy Laboratory [NREL]), le Consortium de recherche et d'innovation en transport urbain au Canada (CRITUC), le Rocky Mountain Institute (RMI) et le Pembina Institute.
- Développement d'archétypes de recharge qui catégorisent les modèles de comportement de recharge en groupes pour plus de clarté analytique;
- Collecte et analyse de données propres au contexte canadien par le biais d'un processus de mobilisation des parties prenantes;
- Création d'un modèle Microsoft (MS) Excel modifiable qui fournit un outil d'évaluation des coûts et permet une analyse de sensibilité pour les hypothèses sélectionnées dans le modèle.

L'étude détermine et évalue les coûts associés à l'intégration des VEML au réseau de distribution, en faisant la distinction entre :

- **Coûts du réseau de distribution** : Coûts encourus par les services publics pour raccorder les points de recharge des VEML au réseau. Ces coûts sont moins examinés que les coûts de production et de transmission du réseau et dépendent fortement du cas;
- **Coûts de l'infrastructure de recharge** : Coûts supportés par les fournisseurs d'infrastructures de recharge ou les exploitants de flotte pour l'installation d'infrastructures de recharge derrière le compteur d'électricité.

Au total, l'étude recense 15 archétypes de recharge. Onze archétypes sont propres aux différents types de véhicules. Quatre autres archétypes illustrent des scénarios de recharge dans lesquels plusieurs types





de véhicules peuvent partager un même archétype. Ces archétypes sont constitués de bornes sur le site du client et de bornes publiques sur la route, qui s'adressent à des types de flottes qui dépendent de la recharge automatique plutôt que de la recharge en dépôt de base. L'**Illustration 1** présente les 15 archétypes de recharge des VML et énumère le type de véhicule, la stratégie de recharge, le lieu de recharge et le type de borne. Les fourgonnettes de livraison, les camions de livraison régionaux de poids moyen et lourd (ML) et les camions de poids lourd (L) sont surlignés en bleu pour indiquer qu'il s'agit des principaux archétypes d'intérêt de l'équipe du client et qu'ils seront analysés plus en détail.

Illustration 1 : Archétypes de recharge des VML

Identification	Type de véhicule	Stratégie de recharge	Lieu de recharge ¹	Type de borne
1	Bus de ville	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
2	Bus de ville	Possibilité	Sur la route	BRCC
3	Bus scolaire	Retour au dépôt de la base	Dépôt	Niveau 2
4	Fourgonnette de livraison	Retour au dépôt de la base	Dépôt	Niveau 2
5	Camion de livraison régional ML	Retour au dépôt de la base	Dépôt	Niveau 2
6	Camions spécialisés ²	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
7	Camionnage	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
8	Camionnage	Possibilité	Dépôt	BRCC
9	Camion lourd	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
10	Camion lourd	Possibilité	Dépôt	MW+

¹La recharge en dépôt de retour à la base se déroule toujours au dépôt, tandis que la recharge automatique peut s'effectuer à différents endroits, notamment en cours de route, au dépôt ou sur les sites des clients.

²Cet archétype se concentre sur les camions à ordures, mais il peut s'appliquer à différents véhicules spécialisés.





Identification	Type de véhicule	Stratégie de recharge	Lieu de recharge ¹	Type de borne
11	Tracteurs de manœuvre	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
12	Tous	Possibilité	Site du client	BRCC
13	Tous	Possibilité	Site du client	MW+
14	Véhicules lourds	Possibilité	Sur la route	MW+
15	Véhicules moyens	Possibilité	Sur la route	BRCC

1.3 Principaux résultats

1.3.1 Résultats quantitatifs

Les exigences en matière de puissance de recharge par véhicule et la taille moyenne des parcs de véhicules constituent les principaux facteurs des coûts d'intégration des VEML au réseau. **Illustration 2** démontre ce résultat en décrivant les archétypes de recharge les plus coûteux et leurs facteurs de coûts respectifs. Les coûts globaux sont dominés par les coûts du réseau de distribution. Cela s'explique par le fait que chacun de ces archétypes nécessite plus de 3 MW de capacité du réseau de distribution, ce qui entraîne la nécessité d'une mise à niveau coûteuse des sous-stations. L'archétype le plus coûteux, la recharge en dépôt de bus de ville, nécessite une capacité de plus de 10 MW, ce qui implique la construction d'une nouvelle sous-station.

Illustration 2 : Aperçu des archétypes de recharge les plus coûteux

Archétype	Coûts totaux (M\$ CA)	Principaux facteurs de coûts
Bus de ville – Dépôt – BRCC	61,6	La flotte très importante de 200 autobus est le principal facteur de coût ³ . La puissance relativement élevée de la BRCC (environ 80 kW) entre également en ligne de compte dans les coûts de l'infrastructure de recharge.
En route – MW	24,2	La recharge MW+ à haute puissance entraîne des coûts de l'infrastructure de recharge élevés.

³Basé sur les dépôts de bus de la Commission de transport de Toronto : de <https://www.ttc.ca/transparency-and-accountability/Operating-Statistics/Operating-Statistics---2022/Conventional-System> et <https://transittoronto.ca/bus/8300.shtml>.





Archétype	Coûts totaux (M\$ CA)	Principaux facteurs de coûts
		Le facteur de coïncidence supposé de 1 (résultant de l'utilisation de toutes les bornes pendant le pic de recharge) entraîne une recharge importante sur le réseau de distribution.
Camion lourd (longue distance) – Dépôt – MW	17,0	La borne la plus puissante (2 MW) permet d'accueillir les camions lourds longue distance qui utilisent des fenêtres de recharge automatique. Crée une recharge importante sur le réseau de distribution, même si un nombre limité de véhicules se chargent simultanément.
Véhicule spécialisé – Dépôt – BRCC	3,6 m	Le coût de cet archétype est en grande partie dicté par la taille de sa flotte de 60 véhicules.
Camion lourd (longue distance) – Dépôt – BRCC	3,2 m	Borne la plus puissante des archétypes de recharge non sur la route, avec une puissance d'environ 130 kW. L'hypothèse est que tous les camions lourds se chargent simultanément pendant la nuit, ce qui entraîne une recharge importante sur le réseau de distribution.

Globalement, les coûts du réseau de distribution sont généralement plus élevés pour les bornes de forte puissance (MW+ et BRCC de forte puissance), tandis que les coûts de l'infrastructure de recharge sont généralement plus élevés pour les bornes de faible puissance. L'**Illustration 3** représente le rapport entre les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge et la puissance nominale des bornes, le long de l'axe des abscisses⁴.

Les ratios négatifs représentent des archétypes où les coûts de l'infrastructure de recharge dépassent les coûts du réseau de distribution et sont indiqués par des cercles bleus. Les ratios positifs représentent des archétypes où les coûts du réseau de distribution dépassent les coûts de l'infrastructure de recharge et sont indiqués par des triangles verts. Un ratio de zéro représente un archétype où les deux coûts sont égaux, ce qui signifie que les archétypes plus éloignés de l'axe des abscisses présentent des déséquilibres de coûts plus importants.

La tendance générale montre que les bornes de faible puissance ont des coûts d'infrastructure de recharge plus élevés (ratios négatifs), tandis que les bornes de forte puissance ont des coûts du réseau de distribution plus élevés (ratios positifs). Cela s'explique en grande partie par le fait que les archétypes avec des recharges moins puissantes ne nécessitent pas une capacité totale aussi importante et ne déclenchent donc pas les mises à niveau plus coûteuses des sous-stations. Les coûts de l'infrastructure de recharge diminuent par kW avec l'augmentation de la puissance, tandis que les coûts du réseau de distribution augmentent.

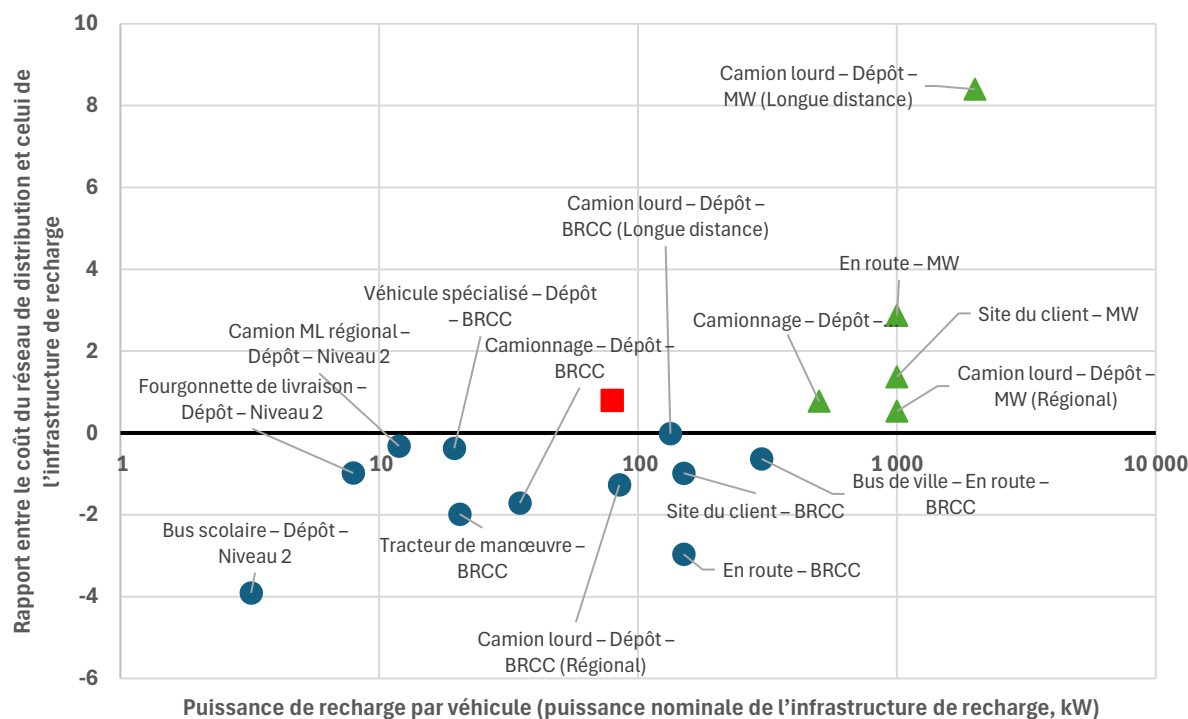
La seule anomalie de l'analyse est l'archétype de recharge en dépôt de bus de ville, indiqué par le carré rouge. C'est le seul archétype qui utilise une borne de moins de 500 kW dont le ratio est positif et dont

⁴ Une échelle logarithmique est utilisée pour l'axe des abscisses afin d'améliorer la clarté de l'illustration.



les coûts du réseau de distribution sont plus importants que les coûts de l'infrastructure de recharge. Cela est dû à la taille importante de la flotte qui nécessite la construction d'une nouvelle sous-station. Cela augmente considérablement les coûts du réseau de distribution. Cependant, la puissance de recharge plus faible signifie que cet archétype est encore plus proche de l'axe des abscisses (ce qui signifie que les coûts sont davantage équilibrés), malgré des coûts du réseau de distribution de près de 40 M\$ CA.

Illustration 3 : Coûts du réseau de distribution par rapport à ceux de l'infrastructure de recharge



▲ Réseau de distribution > infrastructure de recharge ● Réseau de distribution < infrastructure de recharge ■ Bus de ville - Dépôt - BRCC (anomalie)

1.3.2 Résultats qualitatifs

Les cadres réglementaires des services publics de la plupart des compétences exigent que les services publics attendent de recevoir des demandes de services supplémentaires ou de nouveaux clients pour leurs clients commerciaux et industriels avant de pouvoir étendre le réseau de distribution pour répondre à la demande supplémentaire requise. Dans la plupart des compétences, le client du service public qui fait la demande de service paie également la plupart des coûts du réseau de distribution associés à la demande (généralement sur la base de formules de partage des coûts qui dépendent de la compétence et du cas particulier)⁵. Cela représente non seulement un obstacle en termes de coûts, mais

⁵ Les formules de partage des coûts et les spécifications sont complexes (les documents d'orientation des services publics comptent en moyenne entre 50 et 100 pages), mais elles déterminent généralement le degré d'investissement que le service public est autorisé à supporter pour le compte du client (p. ex. 1 277 kW/\$), ce qui laisse un montant résiduel à la charge du client.



a également une incidence sur les délais de transition de la flotte. Les mises à jour plus importantes du réseau de distribution (en particulier la modernisation ou la création de sous-stations) peuvent avoir des délais de livraison allant jusqu'à 10 ans.

Les bâtiments et même les systèmes mécaniques des bâtiments ont tendance à durer plus longtemps que les VML. Cela signifie que les exigences réglementaires et les délais de mise en place de l'infrastructure de réseau constituent un obstacle moins important pour la transition énergétique dans l'environnement bâti que pour les VML. Les exploitants de flotte doivent généralement se coordonner avec plusieurs parties, et pas seulement avec les services publics, pour faire progresser la transition de leur parc (p. ex. avec les municipalités pour obtenir les permis électriques et de construction nécessaires à la modernisation des dépôts). Cela aggrave les problèmes de délais.

La plupart des compétences prévoient des exceptions dans leur cadre réglementaire qui permettent aux entreprises de services publics d'investir de manière proactive dans leurs réseaux électriques afin d'atteindre des objectifs politiques (p. ex. l'efficacité énergétique, la gestion de la demande, la décarbonisation). De tels instruments d'exclusion pourraient être étudiés pour faire progresser la planification proactive de l'intégration des VEML au réseau. Le Massachusetts, l'État de New York et le Michigan ont ouvert des dossiers spéciaux auprès de leurs commissions des services publics pour examiner cette question⁶. Pour résoudre les problèmes de coordination des parties prenantes, certaines compétences (p. ex. la Californie, plusieurs États de l'Union européenne) mènent des études qui superposent des modèles de demande de transport avec des modèles de capacité prévisionnelle des systèmes de distribution afin de recenser les corridors et les centres qui devraient être prioritaires pour de telles améliorations proactives des systèmes⁷.

L'étude soulève deux implications clés pour les travaux futurs :

1. Si l'étude regroupe les comportements de recharge de flotte en archétypes, il existe une hétérogénéité considérable au sein de chaque archétype. L'étude tient compte d'une partie de cette hétérogénéité grâce aux caractéristiques de sensibilité intégrées dans l'outil d'évaluation des coûts. Toutefois, il convient de poursuivre la mobilisation des parties prenantes avec les exploitants de flotte, les services publics et les fournisseurs d'infrastructures de recharge afin de réduire l'incertitude concernant les comportements en matière de recharge et les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge.
2. Le déploiement du réseau de distribution et la modernisation de l'infrastructure de recharge pour répondre à la demande d'énergie des VEML semblent représenter un défi d'action collective. Chacune des principales parties prenantes (exploitants de flotte, régulateurs des services publics, services de distribution et municipalités) est confrontée à l'incertitude quant au lieu et à la vitesse à laquelle la demande de VEML peut se matérialiser et à la vitesse à laquelle le réseau de distribution se développera pour répondre à cette demande. Deux éléments peuvent contribuer à atténuer cette incertitude. Premièrement, l'élaboration de cadres de coordination des parties prenantes qui définissent les étapes de planification que chaque catégorie de parties prenantes doit suivre et qui définissent la manière dont ces étapes sont idéalement interconnectées pour former un flux de processus efficace. Deuxièmement, il s'agit d'examiner comment la demande de transport se

⁶[Rapport du Consortium for Energy Efficiency \(CEE\) des États-Unis](#)

⁷L'étude suivante en est un exemple : [Impact of electric vehicle charging demand on power distribution grid congestion | PNAS \(en anglais seulement\)](#).





superpose à la capacité du réseau de distribution afin de recenser les couloirs et les centres de recharge optimaux et d'indiquer les domaines dans lesquels il convient d'améliorer le réseau de distribution de manière proactive.





2. Introduction

En tant que signataire du protocole d'accord sur les véhicules moyens et lourds (VML) zéro émission, le Canada s'est engagé à œuvrer pour que 100 % des ventes de camions et d'autobus neufs soient sans émission, dans la mesure du possible, d'ici 2040⁸. Le Canada a en outre déclaré qu'il visait à ce que 35 % des ventes totales de VML soient des véhicules zéro émission (VZE) d'ici 2030 dans le cadre du Plan de réduction des émissions pour 2030⁹. Si plusieurs technologies de propulsion permettent d'atteindre ces objectifs de VZE, les véhicules électriques moyens et lourds devraient jouer un rôle clé dans la transition du secteur des transports. Pour atteindre ces objectifs, l'infrastructure de recharge des VEML devra être développée et intégrée dans les systèmes de distribution d'électricité canadiens à un rythme rapide. Cela signifie que le réseau de distribution d'électricité doit également être prêt à gérer les charges associées aux véhicules électriques.

Posterity Group (PG) a été mandaté par Transports Canada (TC) pour réaliser l'étude sur l'intégration des VML au réseau. Environnement et changement climatique Canada (ECCC) et Ressources naturelles Canada (RNCAN) sont d'autres membres de l'équipe de clients. L'étude vise à fournir des données d'entrée pour le modèle TCSim de Transports Canada et à contribuer à l'élaboration de programmes et de politiques pour l'électrification des flottes de VML. L'étude examine la question de recherche suivante : quels sont les coûts et quelles sont les considérations qualitatives pour l'intégration des VEML au réseau électrique? Il s'agit notamment des coûts supportés par le service public pour connecter les points de recharge des VEML au réseau de distribution (c.-à-d les *coûts du réseau de distribution*) et des coûts supportés par les fournisseurs d'infrastructures de recharge ou les exploitants de flotte pour installer l'infrastructure de recharge derrière le compteur du service public (c.-à-d les *coûts de l'infrastructure de recharge*). L'étude se concentre sur les coûts du réseau de distribution, car ils sont moins examinés que les coûts des réseaux de production et de transport et dépendent davantage du cas. Bien qu'ils aient été bien étudiés, les coûts supportés par les services publics pour développer les actifs de production et de transmission afin de répondre au pic de la demande supplémentaire (telle que le pic de la demande créé par l'ajout de la recharge des véhicules électriques au réseau) représentent des investissements considérables. Les services publics reflètent généralement ces investissements dans leurs structures tarifaires et les augmentations de tarifs qui en découlent pour l'ensemble de leur clientèle. Les services publics planifient généralement leur réseau électrique pour prévoir le pic de la demande dans les conditions de conception du système. Les prévisions du pic de la demande sont établies en tenant compte des conditions météorologiques saisonnières (lorsque la demande de chauffage et de refroidissement peut atteindre son maximum en fonction des conditions météorologiques, avec une ampleur qui est généralement extrapolée aux conditions météorologiques extrêmes) et du comportement d'utilisation de l'énergie en dehors des conditions météorologiques (lorsque les utilisateurs d'énergie mettent en marche des utilisations finales particulières de l'énergie, telles que l'éclairage et les charges de processus commerciaux ou industriels). Pour chacune de leurs échelles d'actifs (p. ex. les actifs de transmission par rapport aux actifs de distribution), les entreprises de services publics déterminent quand ces modèles se chevauchent pour former un pic à l'échelle de l'actif (p. ex. pour un système de distribution particulier). Lorsqu'une nouvelle demande se matérialise

⁸ <https://globaldrivetozero.org/mou-nations/>

⁹ <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2022/03/plan-de-reduction-des-emissions-pour-2030--prochaines-etapes-du-canada-pour-un-air-pur-et-une-economie-forte.html>





et qu'elle chevauche ce pic (p. ex. la recharge des véhicules électriques), les services publics prévoient d'étendre leurs actifs pour répondre au nouveau pic de la demande.

PG fournit les résultats de l'étude dans un modèle Microsoft (MS) Excel modifiable, l'outil d'évaluation des coûts, qui permet une analyse de sensibilité pour certaines hypothèses du modèle. Ce rapport accompagne l'outil d'évaluation des coûts.

Cette étude se concentre sur les véhicules électriques à batterie de taille moyenne et lourde et exclut les technologies émergentes qui ne sont pas répandues en Amérique du Nord, telles que les lignes électriques caténaies et l'échange de batteries. Notre définition du VEML inclut uniquement les véhicules électriques à batterie qui sont alimentés exclusivement par l'électricité du réseau et n'inclut pas les véhicules électriques hybrides rechargeables. Toutefois, nous reconnaissons l'incertitude inhérente aux prévisions concernant l'adoption future des technologies, et de nouvelles études pourraient porter sur les coûts et les considérations pratiques liés à l'intégration de ces autres variantes de VZE dans le parc automobile canadien (telles que les véhicules électriques à pile à combustible). Afin de réduire la complexité des modèles de recharge dans le monde réel en concepts analytiques susceptibles de fournir des renseignements sur des situations individuelles, l'équipe du client a demandé à PG de développer des archétypes de recharge qui regroupent les comportements de recharge en grappes.

Le reste de ce rapport est articulé autour des sections suivantes :

- La section 3 décrit les étapes analytiques et les sources de données utilisées par PG pour répondre aux objectifs de la recherche.
- La section 4 détaille les résultats des activités de recherche et d'analyse et souligne les implications potentielles pour les travaux futurs.





3. Méthodes de recherche et d'analyse

Cette section décrit l'approche en quatre étapes utilisée pour répondre aux questions de recherche et élaborer l'outil d'évaluation des coûts, comme indiqué dans le tableau ci-dessous (**Illustration 4**).

Chaque étape s'appuie sur une combinaison des ressources suivantes :

Organismes de recherche qui comprennent le Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL), le Consortium de recherche et d'innovation en transport urbain au Canada (CRITUC), le Rocky Mountain Institute (RMI) et le Pembina Institute.

Publications de l'industrie qui comprennent des rapports clés du North American Council for Freight Efficiency (NACFE), de l'International Council on Clean Transportation (ICCT), du Department of Energy des États-Unis, de CALSTART, des services publics californiens (SDG&E et PG&E) et d'autres.

Avis d'experts : consultation de Jonn Axsen, professeur à l'Université Simon Fraser et directeur de la Sustainable Transportation Action Research Team.

Contribution des parties prenantes : entretiens avec diverses organisations et parties prenantes ayant un lien étroit avec la question (voir ci-dessous).

Nous avons commencé par caractériser les types de véhicules (section 0), en nous appuyant sur des avis d'experts et des statistiques publiques provenant d'organismes de recherche et de publications industrielles. Les informations recueillies au cours de cette étape ont été cruciales pour définir les archétypes de recharge qui servent de base à l'étude (section 0). Nous avons ensuite calculé l'impact des coûts pour chacun des archétypes (section 0) et examiné les sensibilités qui s'y appliquent (section 0).

Outre les ressources utilisées lors de la première étape, les trois dernières étapes intègrent également les enseignements tirés de la mobilisation des parties prenantes. Cette dernière comprend plus d'une douzaine d'entretiens structurés (d'une durée d'environ 45 minutes chacun, avec des questions basées sur un guide d'entretien tout en laissant une certaine marge de manœuvre à l'intervieweur pour suivre le cours de la conversation de la personne interrogée) avec les types d'entités suivants, l'accent étant mis sur les services publics, en raison du peu de données publiques disponibles sur les coûts relatifs au réseau :

Services publics (environ 27 % des personnes interrogées) : y compris les sociétés d'État et les services publics appartenant à des investisseurs dans plusieurs provinces, couvrant à la fois les services publics de distribution pure et les entités qui sont intégrées verticalement dans la production, la transmission et la distribution;

Fournisseurs de services de recharge (environ 7 % des personnes interrogées) : nos interlocuteurs se sont concentrés sur la vente et l'installation de matériel, ainsi que sur le soutien à la planification de la transition du parc de véhicules;

Exploitants de flotte (environ 20 % des personnes interrogées) : principalement dans le secteur du fret;

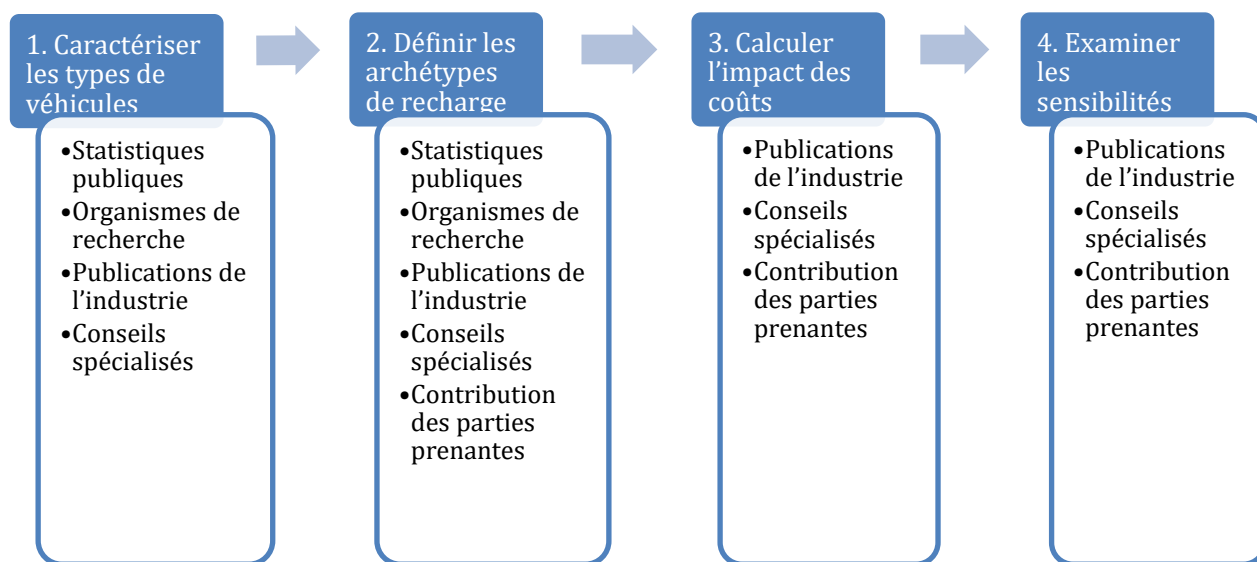
Municipalités/districts à vocation spéciale (environ 13 % des personnes interrogées) : ils doivent à la fois fournir une infrastructure de recharge et exploiter leur propre parc de véhicules;



Organisations industrielles (environ 20 % des personnes interrogées) : elles regroupent de nombreuses parties prenantes, dont des organismes de recherche et des exploitants de flotte;

Les exploitants de transport en commun (environ 7 % des personnes interrogées) : agences canadiennes possédant de grandes flottes d'autobus.

Illustration 4 : Approche de la recherche et de l'analyse



3.1 Analyse des types de véhicules

PG a commencé par l'extrémité plus détaillée du secteur des transports pour développer des archétypes d'intégration des VML au réseau en définissant et en décrivant leurs différents types et différentes catégories. Il s'agit de déterminer les caractéristiques du véhicule et du cycle de service, y compris la classe et le poids du véhicule, les itinéraires typiques et les distances de conduite. L'**Illustration 5** présente les principaux résultats de cette activité et fournit des informations supplémentaires sur les caractéristiques de la batterie pour la version électrique de chaque véhicule.

Illustration 5 : Types de véhicules et caractéristiques du cycle de service¹⁰

Véhicule	Bus de ville	Bus scolaire	Fourgonnette de livraison	Camion de livraison régional ML	Camion à ordure	Camionnage	Camion lourd régional	Camion lourd longue distance	Véhicule lourd – Tracteurs de terminal / de manœuvre
Description	Véhicule de transport public pour les déplacements urbains et suburbains de passagers	Transport des élèves sur des itinéraires fixes entre le domicile et l'école	Véhicule de transport de marchandises pour les livraisons du dernier kilomètre, y compris la distribution locale de colis et de marchandises, dans les régions essentiellement urbaines et suburbaines	Camion mi-lourd pour le transport régional de marchandises, y compris les marchandises de détail	Véhicule spécialisé dans la collecte des déchets avec des arrêts fréquents en milieu urbain	Véhicule lourd pour le transport de marchandises entre les ports et les entrepôts	Camion lourd pour le transport de marchandises à l'intérieur d'une région	Véhicule utilitaire lourd pour le transport de marchandises sur de longues distances	Camion lourd couramment utilisé dans les entrepôts, les centres de distribution, les ports, les gares de triage et autres sites commerciaux et industriels
Opération	Passagers	Passagers	Fret	Fret	Fret	Fret	Fret	Fret	Fret
Classe	Classe 4-8	Types A, B, C, D	Classe 2 b-5	Classe 4-7	Classe 7-8	Classe 7-8	Classe 7-8	Classe 7-8	Classe 7-8
PNBV (kg)	7 255-28 000	4 500-14 400	3 855-8 845	4 536-14 969	11 793-44 000	11 793-44 000	11 793-44 000	11 793-44 000	11 793-44 000
Caractéristiques du cycle de service	Itinéraires fixes et prévisibles	Itinéraires prévisibles	Itinéraires variables	Itinéraires variables	Itinéraires prévisibles	Itinéraires prévisibles, équipes multiples et temps de séjour réduits	Itinéraires imprévisibles	Itinéraires longs et variables	Quart de travail en moyenne de 8 heures, généralement 2 par jour. Le tout dans la cour.
Distance quotidienne moyenne (en km)	150-300	16-128	50-250	50-250	50-120	120-383	250-500	250-1000	35-220
Distance quotidienne moyenne (km)	200	58	100	100	69	211	409	1086	54
Efficiency (kWh/mile)	2,0	1,0	0,8	1,2	3,4	2,5	2,5	2,5	2,5
Rendement (kWh/km)	1,2	0,6	0,5	0,7	2,1	1,6	1,6	1,6	1,6
Taille de la batterie (kWh)	250-660	100-150	75-170	120-280	336	250-1000	250-1000	250-1000	220-250
Autonomie du véhicule (km)	165-250	130-160	170-400	200-320	275	240-800	240-800	240-800	22 heures (généralement mesurées en heures d'utilisation)

¹⁰Les données ont été extraites des sources suivantes :

- CALSTART (2020), « The Beachhead Model – Catalyzing Mass-Market Opportunities for Zero-Emission Commercial Vehicles » (en anglais seulement). [The Beachhead Model.pdf \(globaldrivetozero.org\)](#)
- Shell (2021), « Decarbonising Road Freight: Getting into Gear » (en anglais seulement). [Decarbonising road freight | Shell Global](#)
- Department of Energy des États-Unis (2019), « Medium- and Heavy-Duty Vehicle Electrification, An Assessment of Technology and Knowledge Gaps » (en anglais seulement). [Pub136575.pdf \(ornl.gov\)](#)
- SDGE, « Electric Vehicle Charging Guidebook for Medium- and Heavy-Duty Fleets » (en anglais seulement). [SDGE - EV Guidebook - Final - Web.pdf](#)
- CALSTART, ZETI (Zero-Emission Technology Inventory) (en anglais seulement). [Global Commercial Drive To Zero Program - ZETI \(Zero-Emission Technology Inventory\) \(globaldrivetozero.org\)](#)
- Department of Defence des États-Unis (2023). Electric Bus Basics (en anglais seulement). [https://www.transportation.gov/urban-e-mobility-toolkit/e-mobility-basics/bus](#).
- Lion Électrique (2023). Lion8 All Applications (en anglais seulement). [https://thelionelectric.com/documents/en/Lion8_all_applications.pdf](#).
- California Energy Commission. (2019). 2019 Building Energy Efficiency Standards for Residential and Nonresidential Buildings (CEC-600-2019-064) (en anglais seulement). [https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2021-05/CEC-600-2019-064.pdf](#).
- NREL et PANYNJ. (2019). Yard Tractor Electrification Study (en anglais seulement). [https://aapa.files.cms-plus.com/PDFs/Nov%202019%20NREL_PANYNJ_Yard%20Tractor%20Electrification%20Study_AAPA_110519.pdf](#).
- NREL (2022), « Decarbonizing Medium- et Heavy-Duty On-Road Vehicles : Zero-Emission Vehicles Cost Analysis » (en anglais seulement). [Decarbonizing Medium- et Heavy-Duty On-Road Vehicles : Zero-Emission Vehicles Cost Analysis \(nrel.gov\)](#)
- CRITUC. (2024). Zero-Emission Bus (ZEB) New Database Report (en anglais seulement). [https://cutric-crituc.org/wp-content/uploads/2024/05/CUTRIC_ZEB-New-Database-report-2024-FINAL.pdf](#).
- North American Council for Freight Efficiency (NACFE) (2022). Terminal Tractors RoL-E Fact Sheet (en anglais seulement). [https://nacfe.org/wp-content/uploads/2022/01/Terminal-Tractors-RoL-E-Fact-Sheet.pdf](#).
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). The 2023 Annual Technology Baseline: Methodology and Results (en anglais seulement). National Renewable Energy Laboratory. [https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87322.pdf](#)
- Public-Private Infrastructure Advisory Facility. Urban Bus Toolkit (en anglais seulement). [https://www.ppiaf.org/sites/ppiaf.org/files/documents/toolkits/UrbanBusToolkit/assets/1/1c/1c11.html](#)





3.2 Définition des archétypes de recharge

Sur le plan le plus détaillé, les types de véhicules sont basés sur des caractéristiques, des cycles de service ou des opérations similaires. Ces regroupements constituent la base des archétypes de recharge, d'autres archétypes émergeant de types de véhicules particuliers susceptibles d'effectuer des cycles de service multiples.

Les deux principaux facteurs de définition des archétypes sont les exigences en matière de niveau de puissance de recharge et les stratégies de recharge :

Exigences en matière de puissance de recharge :

Niveau 2 : 3 – 19,2 kW

Borne de recharge à courant continu (BRCC) : > 19,2 kW

Mégawatt Plus (MW+) :¹¹ > 1000 kW

Stratégies de recharge :

Recharge en dépôt de retour à la base : les véhicules retournent à leur base (dépôt) et peuvent être rechargés pendant la nuit. En raison des temps de recharge plus longs, il est possible d'utiliser des bornes de moindre capacité.

Recharge automatique : les véhicules ne retournent pas régulièrement à leur base ou n'ont pas un cycle de service qui leur permette de se recharger pendant la nuit. Ces véhicules se rechargent pendant des périodes plus courtes en utilisant des bornes de plus grande capacité (jusqu'à MW+) lorsqu'ils en ont l'occasion. Cette stratégie de recharge est également appelée recharge en cours de route.

Il en résulte onze archétypes propres aux différents types de véhicules. Nous avons créé quatre archétypes supplémentaires pour tenir compte des scénarios de recharge dans lesquels plusieurs types de véhicules peuvent partager un archétype. Ces archétypes sont constitués de bornes sur le site du client et de bornes publiques sur la route, qui s'adressent à des types de flottes qui dépendent de la recharge automatique plutôt que de la recharge en dépôt de base. L'**Illustration 6** présente les 15 archétypes de recharge des VML et énumère le type de véhicule, la stratégie de recharge, le lieu de recharge et le type de borne. Les fourgonnettes de livraison, les camions de livraison régionaux de poids moyen et lourd (ML) et les camions de poids lourd (L) sont surlignés en bleu pour indiquer qu'il s'agit des archétypes les plus intéressants pour l'équipe du client et qu'ils sont analysés plus en détail.

¹¹ La recharge Megawatt plus est une forme de BRCC, mais elle fournit une puissance supérieure à 1 MW.





Illustration 6 : Archétypes de recharge des VML

Identification	Type de véhicule	Stratégie de recharge	Lieu de recharge ¹²	Type de borne
1	Bus de ville	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
2	Bus de ville	Possibilité	Sur la route	BRCC
3	Bus scolaire	Retour au dépôt de la base	Dépôt	Niveau 2
4	Fourgonnette de livraison	Retour au dépôt de la base	Dépôt	Niveau 2
5	Camion de livraison régional ML	Retour au dépôt de la base	Dépôt	Niveau 2
6	Camions spécialisés ¹³	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
7	Camionnage	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
8	Camionnage	Possibilité	Dépôt	BRCC
9	Camion lourd	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
10	Camion lourd	Possibilité	Dépôt	MW+
11	Tracteurs de manœuvre	Retour au dépôt de la base	Dépôt	BRCC
12	Tous	Possibilité	Site du client	BRCC
13	Tous	Possibilité	Site du client	MW+
14	Véhicules lourds	Possibilité	Sur la route	MW+

¹²La recharge en dépôt de retour à la base se déroule toujours au dépôt, tandis que la recharge automatique peut s'effectuer à différents endroits, notamment en cours de route, au dépôt ou sur les sites des clients.

¹³Cet archétype se concentre sur les camions à ordures, mais il peut s'appliquer à différents véhicules spécialisés.





Identification	Type de véhicule	Stratégie de recharge	Lieu de recharge ¹²	Type de borne
15	Véhicules moyens	Possibilité	Sur la route	BRCC

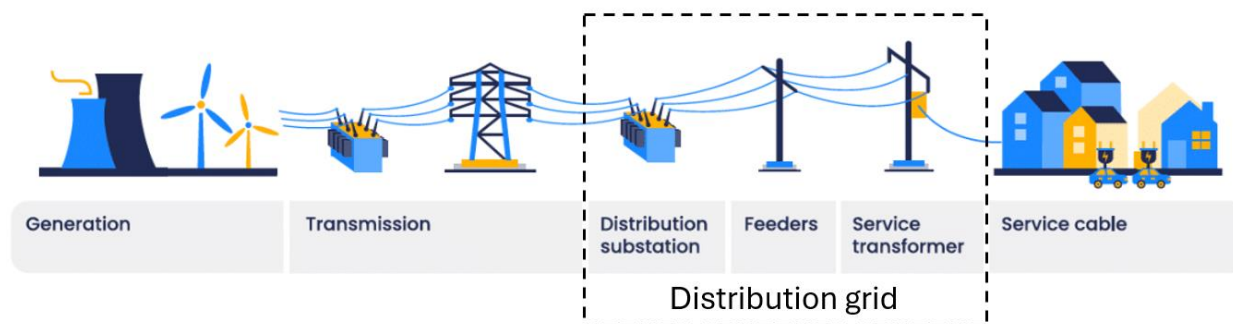
3.3 Calcul des coûts liés à l'impact sur le réseau

Cette étude vise principalement à examiner les coûts d'intégration au réseau associés à la recharge des VEML et la manière dont ils diffèrent selon les archétypes de recharge. Les coûts d'intégration au réseau peuvent être divisés en deux composantes différentes : *coûts du réseau de distribution* et *coûts de l'infrastructure de recharge*. Ils sont dictés à la fois par la puissance individuelle de la borne et par la capacité de puissance globale requise par un archétype donné. Cette section explique les deux éléments de coût et la manière dont ils sont façonnés par les caractéristiques des archétypes de recharge.

3.3.1 Coûts du réseau de distribution

Les coûts du réseau de distribution font référence aux coûts encourus lorsque des améliorations du réseau de distribution sont nécessaires. Le réseau de distribution constitue l'étape finale du réseau électrique qui fournit l'électricité aux clients individuels et aux utilisateurs finaux. Cette partie du réseau se compose de trois éléments principaux : les postes de distribution, les lignes d'alimentation et les transformateurs de service. **Illustration 7** illustre les composantes du réseau de distribution dans le contexte du réseau électrique global.

Illustration 7 : Le réseau de distribution en tant que partie du réseau électrique¹⁴



Lorsque les flottes commenceront à s'électrifier, elles entraîneront un certain niveau de demande d'électricité au moment de la recharge. Si elle dépasse la capacité disponible sur le réseau de distribution, des améliorations du système sont nécessaires. Il existe deux principaux types d'améliorations du réseau de distribution, dont le coût varie en fonction de la capacité requise et du type d'amélioration nécessaire :

Mise à niveau des circuits

La mise à niveau des circuits constitue le premier type de modernisation du réseau de distribution. Il s'agit de moderniser les lignes de distribution et les transformateurs qui acheminent l'électricité des sous-stations aux clients. Les mises à niveau des circuits sont généralement nécessaires pour répondre à

¹⁴Image de : <https://www.energyhub.com/blog/avoiding-gridlock-the-distribution-impacts-of-ev-charging/>





tous les types d'augmentation de la demande, de sorte qu'elles seront toujours nécessaires si la capacité du réseau doit être augmentée. Pour les mises à niveau de niveau inférieur (moins de 1 MW), il n'est pas forcément nécessaire de mettre à niveau la ligne d'alimentation; dans de nombreux cas, seuls les transformateurs de distribution doivent être mis à niveau. Au fur et à mesure que les besoins en capacité augmentent, des mises à niveau des lignes d'alimentation pourraient s'avérer nécessaires. Pour cette raison, les hypothèses de coûts retenues dans cette étude reflètent une probabilité plus élevée de mises à niveau inférieures à 1 MW ne nécessitant que des mises à niveau des transformateurs de distribution.

Illustration 8 affiche les coûts de mise à niveau des circuits en \$ CA/kW pour différentes exigences de capacité. L'illustration comprend également les coûts fixes éventuellement associés aux mises à niveau, qui sont représentés par l'ordonnée à l'origine de la fonction de coût. Les coûts suivent les économies d'échelle, avec une diminution des \$ CA/kW au fur et à mesure de la mise en œuvre d'améliorations plus importantes. Les valeurs des coûts sont basées sur la consultation des parties prenantes, les avis d'experts et les publications de l'industrie et des organismes de recherche¹⁵.

Illustration 8 : Coûts des circuits du réseau de distribution

Besoin en capacité (MW)	Coûts d'investissement	
	Coût par kW (\$ CA)	Coûts fixes (\$ CA) ¹⁶
$0 \leq \text{MW} < 1$	601,71 \$	—
$\text{MW} \geq 1$	427,40 \$	1 041 488,88 \$

Mises à niveau des sous-stations

Les mises à niveau apportées aux sous-stations de distribution constituent le deuxième type d'amélioration du réseau de distribution. Les postes de distribution transforment les tensions de haut en bas, généralement lorsque l'électricité est acheminée entre les réseaux de transport et de distribution. Contrairement aux mises à niveau des circuits, celles des sous-stations deviennent surtout nécessaires en cas de besoins de capacité supplémentaires plus importants. Sur la base des informations fournies par les organismes de recherche et des commentaires des parties prenantes, nous supposons que les mises à niveau des sous-stations ne sont nécessaires que lorsque les besoins en capacité dépassent 3 MW. Ces améliorations impliquent généralement la mise à niveau ou le remplacement des transformateurs qui abaissent la tension et des disjoncteurs dans la sous-station de distribution. Pour les

¹⁵Parmi les publications, on peut citer :

- Gao, Y., et al. (2022). *Can distribution grid infrastructure accommodate residential electrification and electric vehicle adoption in Northern California?* (en anglais seulement). <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2634-4505/ac949c>
- National Renewable Energy Laboratory. (2021). *Perspectives on Charging Medium- and Heavy-Duty Electric Vehicles* (en anglais seulement). <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81656.pdf>
- Rocky Mountain Institute. (2019). *Reducing Ev Charging Infrastructure Costs* (en anglais seulement). <https://rmi.org/wp-content/uploads/2020/01/RMI-EV-Charging-Infrastructure-Costs.pdf>

¹⁶ Les coûts fixes dans ce cas proviennent de l'hypothèse tablant sur des mises à niveau des lignes d'alimentation en cas d'augmentation des besoins de capacité.





grands projets qui requièrent une extension du réseau de plus de 10 MW, on suppose que la construction d'une sous-station entièrement nouvelle est nécessaire, ce qui augmente encore les coûts. Les coûts de mises à niveau des sous-stations augmentent en fonction des besoins en capacité (jusqu'à 10 MW), tandis que le coût d'une nouvelle sous-station est censé être une valeur fixe, qui cherche à couvrir une large gamme de tailles et de constructions de sous-stations.

L'**Illustration 9** ci-dessous présente les coûts des sous-stations, répartis entre les coûts par capacité en \$ CA/kW et les coûts fixes. Nous avons développé ces valeurs à partir des mêmes sources que celles utilisées pour les coûts des circuits.

Illustration 9 : Coûts des sous-stations du réseau de distribution

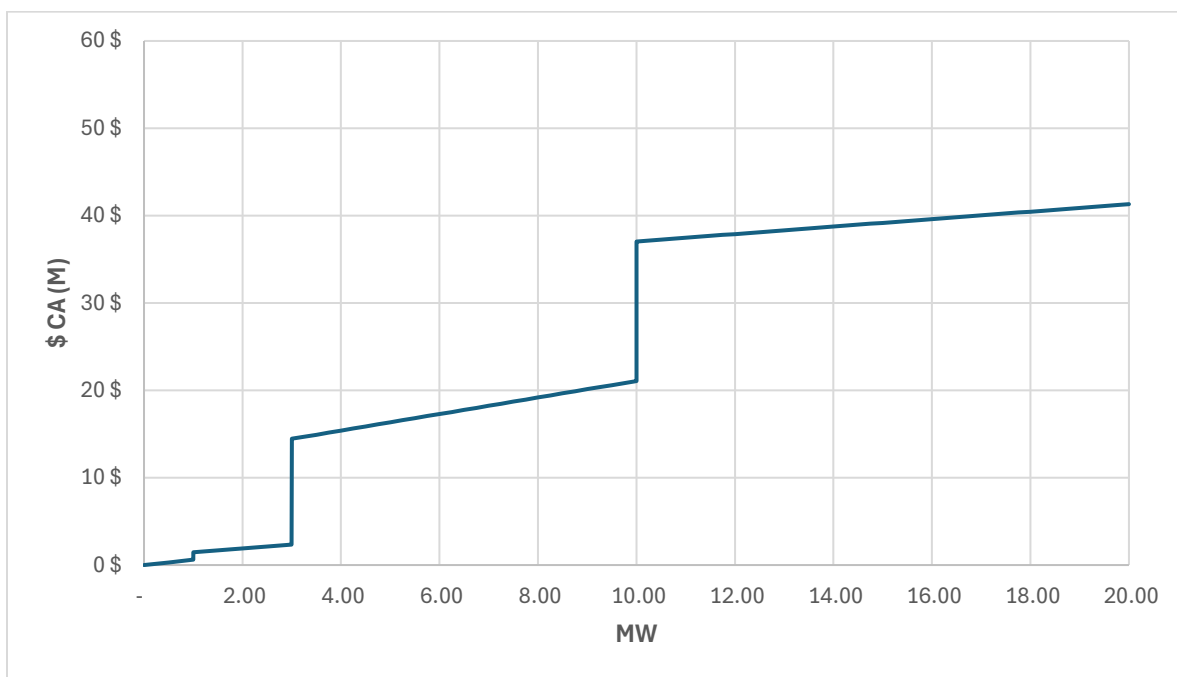
Besoin en capacité (MW)	Coûts d'investissement	
	Coût par kW (\$ CA)	Coûts fixes (\$ CA)
$0 \leq \text{MW} < 3$	—	—
$3 \leq \text{MW} < 10$	518,99 \$	10 568 887,68 \$
$\text{MW} \geq 10$	—	31 725 000,00 \$

La combinaison des coûts des deux types de mises à niveau crée une fonction de coût progressive qui peut être utilisée pour estimer les coûts globaux du réseau de distribution pour un besoin de capacité donné. L'**Illustration 10** représente cette fonction de coût et met clairement en évidence les fortes augmentations de coût qui sont encourues lorsqu'il faut moderniser les sous-stations ou en construire de nouvelles (à 3 MW et 10 MW, respectivement). Des détails supplémentaires sur la façon dont nous avons construit la fonction de coût peuvent être trouvés dans 0. En réalité, les coûts de modernisation du réseau de distribution dépendent fortement du cas et ne sont pleinement estimés que lors de la conception détaillée du projet.





Illustration 10 : Fonction de coût du réseau de distribution



3.3.2 Coûts de l'infrastructure de recharge

Les coûts de l'infrastructure de recharge correspondent au coût de l'installation des bornes nécessaires au fonctionnement des VEML de la flotte. Les coûts varient considérablement en fonction de la puissance de recharge nécessaire et prennent en compte à la fois le matériel et les coûts d'installation¹⁷. PG a réparti l'analyse des coûts de l'infrastructure de recharge entre les deux principales technologies de recharge :

Recharge de niveau 2

La recharge de niveau 2 fait référence à la recharge en courant alternatif, généralement à des niveaux de puissance compris entre 3 et 19,2 kW. La recharge de niveau 2 est couramment utilisée dans les applications où l'on dispose d'un temps de recharge plus long et où la taille des batteries des véhicules n'est pas trop importante. Les bornes de niveau 2 peuvent réapprovisionner ces batteries assez rapidement pour répondre aux cycles de service nécessaires des véhicules. Les coûts supposés pour la recharge de niveau 2 sont calculés en moyenne pour toute la gamme de puissance de recharge et peuvent être consultés dans l'**Illustration 11**.

¹⁷ Les coûts du matériel correspondent au coût de la borne elle-même, tandis que les coûts d'installation correspondent à tous les coûts nécessaires au dépôt pour permettre l'installation de la borne.





Illustration 11 : Coûts de recharge de niveau 2¹⁸

Type de borne	Puissance (kW)	Coût du matériel (\$ CA)	Coût d'installation (\$ CA)	Coût moyen (\$ CA)
Niveau 2	3 – 19,2	1 350 \$ – 6 750 \$	2 700 \$ – 8 100 \$	9 450 \$

Borne de recharge à courant continu (BRCC)

La BRCC fait référence à la recharge rapide par courant continu. La BRCC a une puissance de recharge supérieure à 19,2 kW, mais elle est généralement comprise entre 50 et 350 kW. Bien qu'il s'agisse toujours de la BRCC, les bornes d'une puissance supérieure à 1 MW constituent une technologie émergente et sont appelées bornes MW+ dans la présente étude. La BRCC est généralement plus adaptée aux véhicules dotés de batteries plus volumineuses qui ne pourraient être rechargées complètement pendant la nuit avec une recharge de niveau 2, ou aux applications pour lesquelles le temps de recharge individuel est limité.

L'**Illustration 12** présente les fourchettes de coûts de matériel et d'installation, les coûts moyens et le coût moyen par kW pour différents niveaux de BRCC et de bornes MW+. La BRCC est disponible dans de nombreuses puissances différentes et pas seulement dans les niveaux indiqués. Les bornes peuvent souvent être personnalisées pour répondre à des besoins de recharge particuliers. Afin d'estimer les coûts pour les niveaux de puissance des BRCC compris entre ces deux listes, nous avons analysé la relation entre les coûts et les kW de puissance. Le coût par kW diminue avec l'augmentation de la puissance de recharge. Nous avons donc ajusté une équation logarithmique aux données pour permettre le calcul des coûts pour tout niveau de recharge de BRCC. **Illustration 13** affiche la courbe de coût qui en résulte.

¹⁸Les coûts de recharge de niveau 2 ont été déterminés à partir de la consultation des parties prenantes et des sources suivantes :

- Rocky Mountain Institute. (2019). *Reducing EV Charging Infrastructure Costs* (en anglais seulement). <https://rmi.org/wp-content/uploads/2020/01/RMI-EV-Charging-Infrastructure-Costs.pdf>
- Atlas Public Policy. (2021). *U.S. Electrification Infrastructure Assessment : Medium- and Heavy-Duty Truck Charging* (en anglais seulement). https://atlaspolicy.com/wp-content/uploads/2021/11/2021-11-12_Atlas_US_Electrification_Infrastructure_Assessment_MD-HD-trucks.pdf
- National Renewable Energy Laboratory. (2023). *The 2030 National Charging Network: Estimating U.S. Light-Duty Demand for Electric Vehicle Charging Infrastructure* (en anglais seulement). <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85654.pdf>





Illustration 12 : Coûts de recharge d'une BRCC (et MW+)¹⁹

Type de borne	Puissance (kW)	Coût du matériel (\$ CA)	Coût d'installation (\$ CA)	Coût moyen (\$ CA)	\$ CA/kW
BRCC	50	27 000 \$ – 47 250 \$	13 500 \$ – 62 100 \$	74 925 \$	1 499 \$
BRCC	150	94 500 \$ – 135 000 \$	27 000 \$ – 135 000 \$	195 750 \$	1 305 \$
BRCC	350	162 000 \$ – 216 000 \$	33 750 \$ – 155 250 \$	283 500 \$	810 \$
MW+	1 000	453 600 \$	202 500 \$ – 216 000 \$	662 850 \$	663 \$
MW+	2 000	607 500 \$	202 500 \$ – 216 000 \$	816 750 \$	408 \$

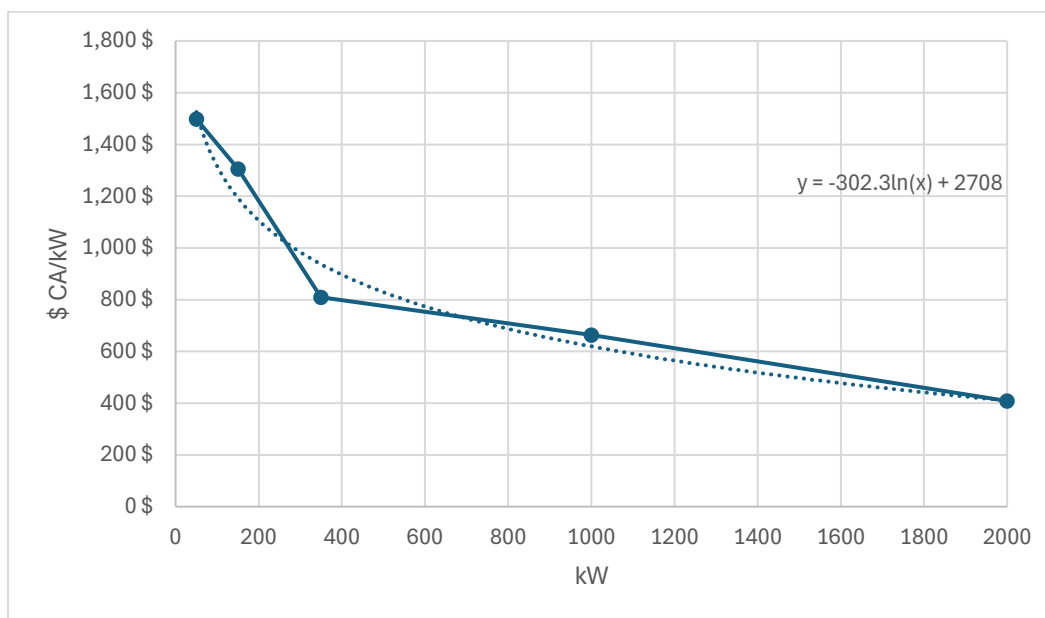
¹⁹Les coûts de recharge d'une BRCC (et MW+) ont été déterminés à partir de la consultation des parties prenantes et des sources suivantes :

- National Renewable Energy Laboratory. (2021). *Perspectives on Charging Medium- and Heavy-Duty Electric Vehicles* (en anglais seulement). <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81656.pdf>
- Rocky Mountain Institute. (2019). *Reducing Ev Charging Infrastructure Costs* (en anglais seulement). <https://rmi.org/wp-content/uploads/2020/01/RMI-EV-Charging-Infrastructure-Costs.pdf>
- International Council on Clean Transportation. (2021). *Infrastructure to support a 100% zero-emission tractor-trailer fleet in the United States by 2040* (en anglais seulement). <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/12/ze-tractor-trailer-fleet-us-hdvs-sept21.pdf>
- Atlas Public Policy. (2021). *U.S. Electrification Infrastructure Assessment : Medium- and Heavy-Duty Truck Charging* (en anglais seulement). <https://atlaspolicy.com/wp-content/uploads/2021/11/2021-11-12-Atlas-US-Electrification-Infrastructure-Assessment-MD-HD-trucks.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (2023). *The 2030 National Charging Network: Estimating U.S. Light-Duty Demand for Electric Vehicle Charging Infrastructure* (en anglais seulement). <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85654.pdf>





Illustration 13 : Coût par fonction de niveau de recharge de la BRCC²⁰



3.3.3 Calcul des coûts des archétypes

En utilisant les méthodes décrites pour calculer les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge, nous calculons les coûts pour chaque archétype. Nous utilisons des caractéristiques telles que la distance parcourue quotidiennement, l'efficacité du véhicule et les temps d'indisponibilité typiques pour estimer la puissance de recharge nécessaire pour recharger suffisamment le véhicule dans chaque archétype. Cela détermine le type de borne requis (niveau 2 ou BRCC) et la puissance de recharge. Les tailles typiques des flottes et les ratios borne/véhicule déterminent la quantité totale de capacité requise pour un archétype donné. Ces valeurs sont ensuite utilisées pour calculer les coûts totaux d'intégration au réseau selon les étapes suivantes :

1. La fonction de coût présentée dans l'illustration 10 est utilisée pour calculer les *coûts du réseau de distribution* en fonction de la capacité totale requise.

Le type de borne requis et le nombre de bornes déterminent les *coûts d'intégration au réseau*. Si une borne de niveau 2 est nécessaire, les coûts sont tirés de la colonne des coûts moyens de l'illustration 11. Si une BRCC est nécessaire, la fonction de coût logarithmique de l'illustration 13 est utilisée pour calculer le coût de la borne en fonction de la puissance requise. Ces coûts sont ensuite multipliés par le nombre total de bornes nécessaires pour l'archétype (déterminé à partir de la taille du parc et des ratios borne typique/véhicule).

²⁰Les coûts des bornes sont calculés en multipliant la puissance de recharge par les \$ CA/kW déterminés à l'aide de la fonction logarithmique.





3.4 Enquêter sur les sensibilités

Comme indiqué précédemment, les schémas d'électrification du parc automobile et la capacité disponible du réseau de distribution varient considérablement au cas par cas. Pour y remédier, PG permet d'explorer différentes sensibilités dans l'outil d'évaluation des coûts. La présente section examine ces sensibilités et leurs effets sur les coûts finaux pour chaque archétype.

3.4.1 Sensibilités d'entrée

Les sensibilités d'entrée explorent les différences qui peuvent se produire au sein d'un même archétype en fonction des changements apportés à plusieurs caractéristiques des véhicules ou de la logistique de recharge. Dans de nombreux cas, les flottes peuvent fonctionner de manière légèrement différente au sein d'un même archétype de recharge, ce qui modifie le type de solutions de recharge et de réseau nécessaires. Ces sensibilités sont présentées ci-dessous :

1. Caractéristiques du véhicule :

- a. *Temps d'indisponibilité des véhicules* : Des véhicules similaires peuvent avoir des temps d'indisponibilités différents (le moment et la durée pendant lesquels le véhicule ne fonctionne pas chaque jour). Cela a une incidence sur la puissance de la borne nécessaire pour recharger complètement le véhicule dans le temps imparti.
- b. *Distance journalière parcourue* : Des véhicules similaires peuvent parcourir des distances journalières différentes. Cela affecte la quantité de la batterie du véhicule qui doit être rechargée et peut nécessiter une borne plus ou moins puissante.

Exploitation de la flotte :

- c. *Taille moyenne de la flotte* : La taille de la flotte varie d'un exploitant à l'autre. Le nombre de véhicules du parc automobile détermine la demande globale et le nombre de bornes nécessaires.
- d. *Ratio bornes/véhicule* : Les ratios borne/véhicule varient également d'une flotte à l'autre. Le ratio détermine le nombre total de véhicules pouvant être rechargés en même temps (et donc la demande globale) et le nombre de bornes nécessaires.

Utilisation de la borne :

- e. *Facteur de coïncidence* : Les facteurs de coïncidence se rapportent au nombre de véhicules qui se rechargent simultanément et constituent une sensibilité pour les archétypes de recharge automatique. Cela détermine le nombre de véhicules qui se rechargent en même temps (et donc la demande globale).

3.4.2 Sensibilité de sortie

Les sensibilités appliquées aux sorties étudient principalement la manière dont les coûts évoluent en fonction des différentes stratégies d'atténuation du pic et la manière dont les coûts évoluent en fonction des régions. Les cinq sensibilités de sortie sont examinées ci-dessous :²¹

²¹Seules les trois dernières sensibilités s'appliquent aux archétypes de recharge automatique.





1. Réduction du pic grâce à la gestion de la recharge :

Les programmes de gestion de la recharge peuvent constituer un moyen efficace de réduire la recharge des VE d'un parc qui coïncide avec le pic du système et de déplacer la recharge à un autre moment de la journée pendant lequel il y a plus de capacité disponible sur le réseau de distribution. Bien qu'elle engendre souvent un coût supplémentaire (pour le logiciel ou la technologie de recharge), la gestion de la recharge peut permettre de diminuer considérablement la recharge des VE pendant les heures de pointe, réduisant les mises à niveau du réseau qui sont nécessaires. Cette sensibilité permet de diminuer le pic de la demande de l'archétype, ce qui réduit les coûts du réseau de distribution tout en augmentant légèrement les coûts de l'infrastructure de recharge²².

2. Réduction du pic grâce au stockage dans des batteries :

Une autre stratégie pour réduire la demande des VE qui coïncide avec le pic du système consiste à utiliser le stockage dans des batteries derrière le compteur (c.-à-d. une batterie stationnaire autre qu'une batterie de véhicule). En rechargeant la batterie pendant les heures creuses de la journée, la batterie peut être utilisée pour charger les véhicules pendant les heures de pointe, réduisant ainsi le pic de la recharge requise par le parc de véhicules. Cette sensibilité se traduit par une réduction des coûts du réseau de distribution tout en ajoutant un coût supplémentaire pour le stockage dans des batteries. Les commentaires des parties prenantes suggèrent que les parcs de véhicules commencent à peine à envisager la réduction du pic de consommation au moyen de batteries stationnaires et que les coûts des batteries sont encore relativement élevés, de sorte qu'il n'existe que certains scénarios dans lesquels l'ajout d'un système de stockage dans des batteries est économiquement avantageux. Les scénarios les plus avantageux sont ceux où l'introduction du stockage dans des batteries peut éliminer la nécessité d'améliorations plus coûteuses, telles que la modernisation des sous-stations ou la construction d'une nouvelle sous-station. L'illustration 14 met en évidence cette idée, en superposant la fonction pour les coûts du réseau de distribution et le coût du stockage dans des batteries²³.

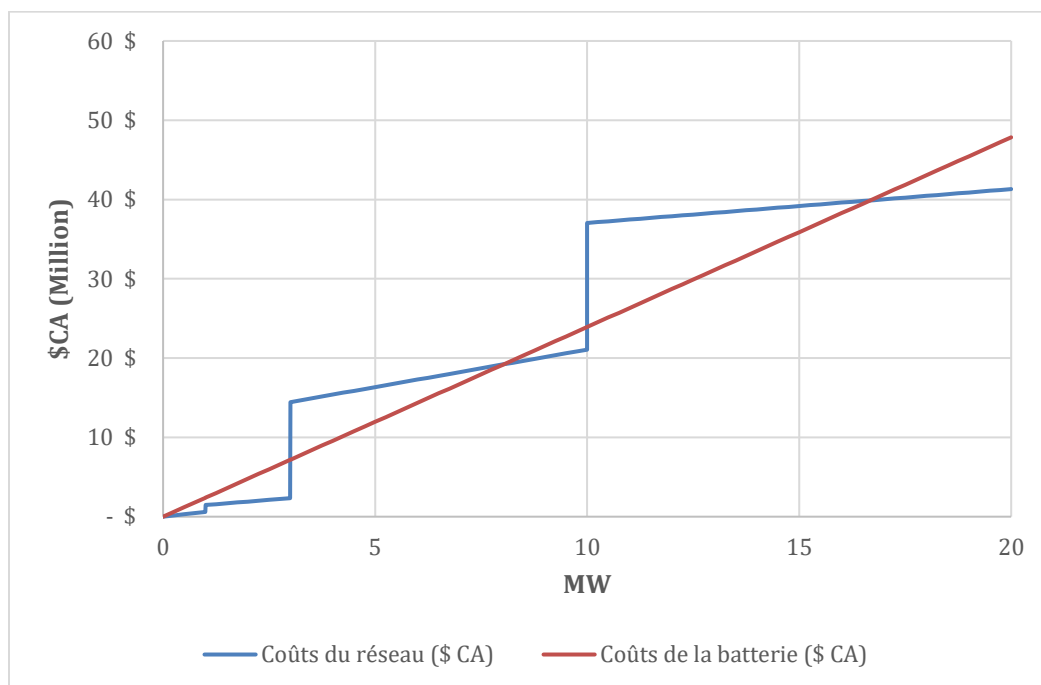
²² Il a été constaté que la gestion de la recharge réduisait le pic jusqu'à 50 % pour les flottes utilisant des bornes moins puissantes (sur la base de <https://sepapower.org/resource/the-state-of-managed-charging-in-2021/>) et de 30 à 40 % pour les flottes utilisant des bornes plus puissantes (sur la base de la mobilisation des parties prenantes).

²³ <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf> – les coûts des batteries ont continué à baisser, de sorte que la courbe des coûts des batteries pourrait se déplacer vers le bas à l'avenir.





Illustration 14 : Coûts du réseau de distribution par rapport à ceux du stockage dans des batteries



3. Capacité disponible sur le réseau :

En fonction de la capacité du réseau disponible dans la zone où l'électrification de la flotte a lieu, les mises à niveau du réseau de distribution pourraient ne pas être nécessaires. Il est difficile de généraliser la capacité disponible sur le réseau de distribution par région ou zone. L'hypothèse de base table donc sur le fait que toute la recharge des VE corresponde à une capacité excédentaire requise sur le réseau. Toutefois, si l'on dispose de connaissances préalables sur le réseau de distribution, cette sensibilité permet d'examiner les coûts du réseau de distribution en fonction de la capacité libre disponible sur le réseau. Les coûts du réseau de distribution sont donc calculés sur la base de la recharge requise qui dépasse la capacité libre.

4. Écarts de coûts par province :

Il est également difficile d'estimer les coûts propres à un projet par région ou par province. En l'absence d'informations plus précises, nous utilisons les taux de main-d'œuvre provinciaux de référence comme indicateur des différences de coûts entre les provinces²⁴. Cela permet d'avoir une certaine sensibilité sur la façon dont les coûts du projet s'échelonneraient dans les différentes régions du Canada.

5. Répartition des coûts entre les propriétaires de flottes et les services publics :

Enfin, la répartition des coûts entre les propriétaires de flottes et les services publics est examinée en tant que sensibilité. D'après les parties prenantes, le client du service public supporte généralement 100 % des coûts de mises à niveau du réseau de distribution, soit en les finançant directement, soit en

²⁴<https://www150.statcan.gc.ca/n1/daily-quotidien/230519/cg-b002-fra.htm>





les payant par le biais de ses tarifs d'électricité. Traditionnellement, les entreprises de services publics facturent d'avance les clients qui requièrent une mise à niveau, même si d'autres clients en bénéficient. Pour des projets tels que l'électrification de la flotte, cette approche peut être différente, car les services publics – en particulier ceux qui sont des sociétés d'État – pourraient chercher à soutenir les changements de politique en réduisant les coûts initiaux pour le client. Enfin, dans les cas où l'infrastructure est construite de manière proactive, les coûts pourraient être répartis sur la base tarifaire (tout en veillant à ce que les clients résidentiels ne subventionnent pas les mises à niveau induites par les recharges commerciales). Cette sensibilité permet de modifier le pourcentage des coûts du réseau de distribution afin d'examiner comment les coûts pourraient se comporter dans des scénarios où le service public paie une certaine partie des améliorations.





4. Résultats

Cette étude se concentre sur la fourniture de résultats quantitatifs par l'intermédiaire de l'outil d'évaluation des coûts. La section 0 résume les principaux résultats quantitatifs de l'étude. Toutefois, l'étude a également permis de recenser plusieurs aspects qualitatifs découlant de son analyse quantitative et d'autres considérations qualitatives issues de sa recherche documentaire et des activités de mobilisation des parties prenantes. La section 0 présente les principaux résultats qualitatifs. Enfin, la section 0 recense les implications potentielles de cette étude pour les travaux futurs.

4.1 Résultats quantitatifs

4.1.1 Outil Excel d'évaluation des coûts

Les résultats de l'étude sont présentés dans leur intégralité dans l'outil Excel supplémentaire d'évaluation des coûts, calculés à l'aide des méthodes décrites dans la section 3. L'outil présente les coûts totaux d'intégration au réseau pour chacun des 15 archétypes définis, et deux sous-archétypes qui font la différence entre le camionnage régional et le camionnage longue distance. L'outil permet également une analyse de sensibilité basée sur les paramètres discutés dans la section 0.

Illustration 15 et **Illustration 16** illustrent le fonctionnement de l'outil à l'aide de l'exemple de l'archétype de la fourgonnette de livraison – **recharge en dépôt de niveau 2**.

Illustration 15 affiche les caractéristiques de l'archétype et les paramètres d'entrée utilisés pour calculer les besoins en puissance de recharge. Les valeurs indiquées en rouge représentent les sensibilités d'entrée discutées dans la section 0²⁵. L'outil utilise la valeur du pic de consommation totale (kW) pour calculer les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge.

L'**Illustration 16** affiche la fonctionnalité des sensibilités de sortie qui sont discutées dans la section 0. L'utilisateur peut ajuster chaque sensibilité comme il le souhaite et visualiser les coûts actualisés qui sont calculés. Comme pour les sensibilités d'entrée, la colonne « Remarques » fournit des indications sur les sensibilités et quelques valeurs typiques qui peuvent être associées à chacune d'entre elles.

²⁵La colonne « Remarques » fournit des valeurs typiques pour ces paramètres d'entrée et peut suggérer des valeurs supplémentaires pour les sensibilités.



Illustration 15 : Résultats de l'outil d'évaluation des coûts pour l'archétype « Fourgonnette de livraison – recharge en dépôt de niveau 2 »

Archétype	Fourgonnette de livraison – Dépôt – Niveau 2	Remarques							
Description de l'archétype	retour à la base qui ont la possibilité de se recharger pendant la nuit lorsqu'ils sont garés dans le dépôt pendant leur temps d'indisponibilité. Pour les distances journalières typiques et les temps d'indisponibilité, la recharge de niveau 2 est suffisante pour que les véhicules restent chargés pendant leurs trajets. Le rapport type entre le véhicule et la borne est de 1:1.								
Description du véhicule	Véhicule de transport de marchandises pour les livraisons du dernier kilomètre, y compris la distribution locale de colis et de marchandises, dans les régions essentiellement urbaines et suburbaines								
Opération	Fret								
Classe	Classe 2 b-5								
PNBV (kg)	3 855-8 845								
Caractéristiques du cycle de service	Itinéraires variables								
Temps d'indisponibilité	10	Le temps d'indisponibilité typique est de 10 heures pendant la nuit (d'après l'onglet « Cycles de service »).							
Heure de pointe	Pendant la nuit								
Lieu de recharge	Dépôt								
Distance journalière (km)	50-250								
Distance quotidienne moyenne (km)	100	La distance moyenne parcourue quotidiennement est de 100 km							
Efficacité (kWh/mile)	0,8	Les fourgons de classe 2B ont une efficacité de 0,6; les fourgons à étages plus grands, une efficacité de 1,0 [4].							
Taille des batteries (kWh)	75-170								
Taille typique de la flotte	44	La taille typique d'une flotte est de 10 et de 44 pour une grande flotte (voir l'onglet « Taille des flottes »).							
Ratio borne/véhicule	1	Les ratios borne typique/véhicule se situent généralement entre 1 et 0,8 (les ratios diminuent souvent avec l'augmentation de la taille de la flotte) [parties prenantes].							
Batterie requise en fonction de l'autonomie (kWh)	25-124								
Besoin en batterie pour la distance moyenne (kWh)	49,60								
Estimation de la faible recharge (kW)	4,00								
Estimation de la recharge élevée (kW)	19,84								
Estimation du pic sur la base du kilométrage moyen (kW)	7,94								
Type de recharge	Niveau 2								
Pic de consommation totale (kW)	349,18								
Coûts du réseau de distribution	\$ 210 107								
Coûts de l'infrastructure de recharge	\$ 415 900								

Illustration 16 : Fonctionnalité de sensibilité des sorties dans l'outil d'évaluation des coûts

[illegible]

Ces résultats sont affichés pour chacun des 15 archétypes de recharge (et les deux sous-archétypes) dans l'outil Excel d'évaluation des coûts, avec des fiches de synthèse et des informations complémentaires sur les paramètres d'entrée et les fonctions de coût utilisées. Les sections 0, 0, et 0





présentent les points saillants des résultats calculés dans l'outil et abordent les tendances et les modèles clés.

4.1.2 Tendances et modèles clés

Les résultats indiquent une large gamme de coûts pour les archétypes, allant de plus de 60 M\$ CA à un peu moins de 150 k\$ CA. Cette section examine les archétypes les plus coûteux et évalue les tendances observées parmi tous les archétypes.

L'**Illustration 17** affiche les cinq archétypes les plus coûteux. L'**Illustration 18** explique les données relatives aux coûts et donne un aperçu des raisons pour lesquelles ces archétypes sont comparativement coûteux.

Illustration 17 : Coûts d'intégration au réseau par archétype de recharge (5 premiers)

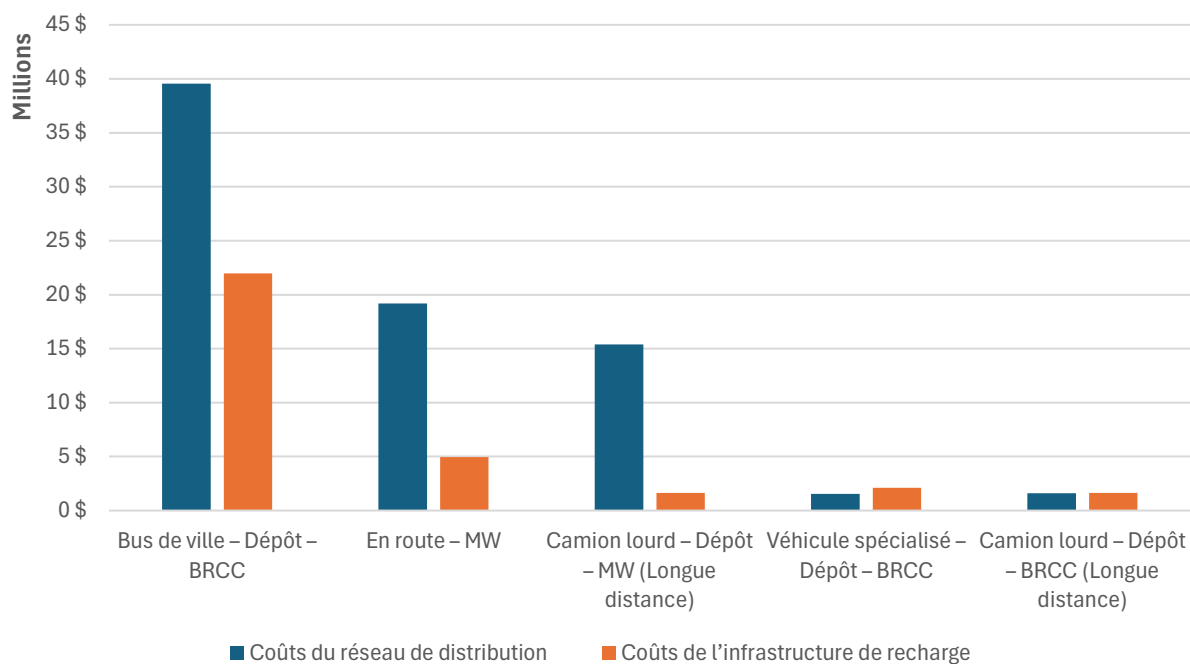




Illustration 18 : Aperçu des archétypes de recharge les plus coûteux

Archétype	Coûts totaux (M\$ CA)	Principaux facteurs de coûts
Bus de ville – Dépôt – BRCC	61,6	La flotte très importante de 200 autobus est le principal facteur de coût ²⁶ . La puissance relativement élevée de la BRCC (environ 80 kW) entre également en ligne de compte dans les coûts de l'infrastructure de recharge.
En route – MW	24,2	La recharge MW+ à haute puissance entraîne des coûts de l'infrastructure de recharge élevés. Le facteur de coïncidence supposé de 1 (résultant de l'utilisation de toutes les bornes pendant le pic de recharge) entraîne une recharge importante sur le réseau de distribution.
Camion lourd (longue distance) – Dépôt – MW	17,0	La borne la plus puissante (2 MW) permet d'accueillir les camions lourds longue distance qui utilisent des fenêtres de recharge automatique. Crée une recharge importante sur le réseau de distribution, même si un nombre limité de véhicules se chargent simultanément.
Véhicule spécialisé – Dépôt – BRCC	3,6 m	Le coût de cet archétype est en grande partie dicté par la taille de sa flotte de 60 véhicules.
Camion lourd (longue distance) – Dépôt – BRCC	3,2 m	Borne la plus puissante des archétypes de recharge non sur la route, avec une puissance d'environ 130 kW. L'hypothèse est que tous les camions lourds se chargent simultanément pendant la nuit, ce qui entraîne une recharge importante sur le réseau de distribution.

Comme l'illustrent les trois archétypes les plus coûteux, les coûts globaux sont dominés par les coûts du réseau de distribution. Cela s'explique par le fait que chacun de ces archétypes nécessite plus de 3 MW de capacité du réseau de distribution, ce qui entraîne la nécessité d'une mise à niveau coûteuse des sous-stations. L'archétype le plus coûteux, la recharge en dépôt de bus de ville, nécessite une capacité de plus de 10 MW, ce qui implique la construction d'une nouvelle sous-station.

L'**Illustration 19** affiche les coûts d'intégration au réseau pour les autres archétypes. En général, les archétypes qui utilisent des bornes plus puissantes sont plus chers. Ceci est mis en évidence dans l'illustration, les archétypes les plus coûteux (à gauche) utilisant principalement MW+ et une BRCC, et les archétypes les moins coûteux (à droite) utilisant principalement des bornes de niveau 2.

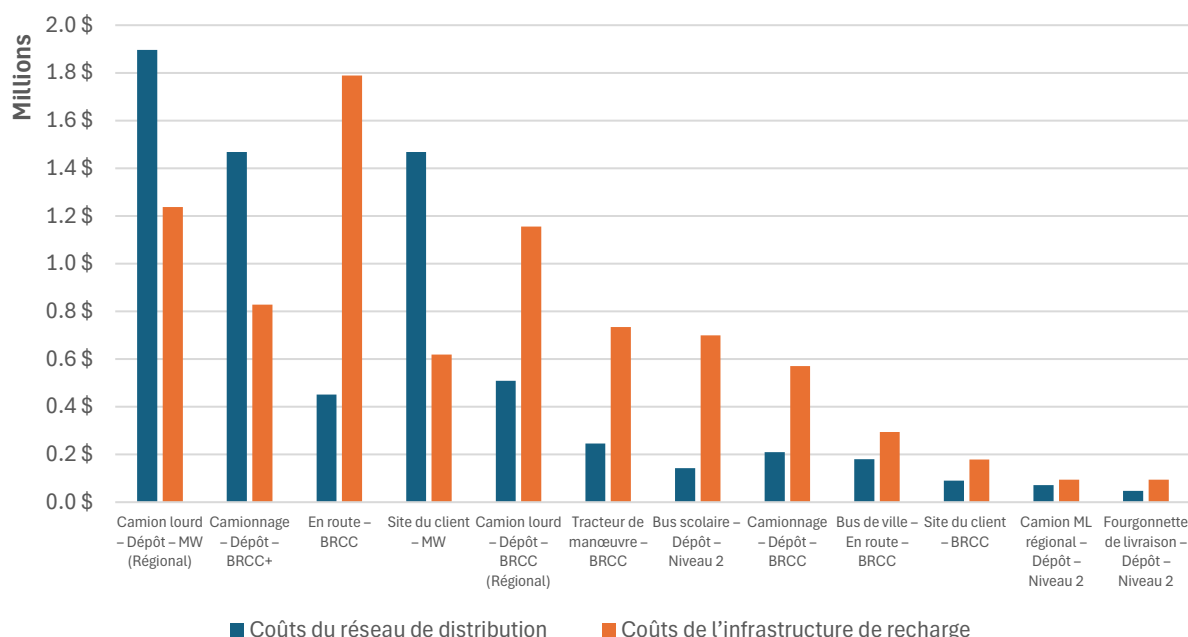
²⁶Basé sur les dépôts de bus de la Commission de transport de Toronto : de <https://www.ttc.ca/transparency-and-accountability/Operating-Statistics/Operating-Statistics---2022/Conventional-System> et <https://transittoronto.ca/bus/8300.shtml>.





La taille de la flotte exerce une influence importante sur les coûts d'intégration au réseau. Ceci est évident puisque les archétypes de recharge en dépôt de bus de ville et de véhicules spécialisés se classent parmi les cinq archétypes les plus coûteux. Selon la même logique, l'archétype du bus scolaire, qui s'appuie sur la recharge de niveau 2, se situe plus près du milieu des archétypes restants.

Illustration 19 : Coûts d'intégration au réseau par archétype de recharge (restant)



4.1.3 Coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge

L'une des principales tendances des résultats est le rapport entre les coûts du réseau de distribution et les coûts de l'infrastructure de recharge, et la manière dont ce rapport évolue en fonction des exigences en matière de puissance de recharge. Les illustrations de la section précédente montrent que les coûts du réseau de distribution sont généralement plus élevés pour les bornes de forte puissance (MW+ et BRCC de forte puissance), tandis que les coûts de l'infrastructure de recharge sont généralement plus élevés pour les bornes de faible puissance. L'**Illustration 20** affiche cette tendance de manière plus détaillée en représentant le rapport entre les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge et la puissance nominale des bornes, le long de l'axe des abscisses²⁷.

Dans cette illustration, les ratios négatifs représentent des archétypes où les coûts de l'infrastructure de recharge dépassent les coûts du réseau de distribution et sont indiqués par des cercles bleus. Les ratios positifs représentent des archétypes où les coûts du réseau de distribution dépassent les coûts de l'infrastructure de recharge et sont indiqués par des triangles verts. Un ratio de zéro représente un archétype où les deux coûts sont égaux, ce qui signifie que les archétypes plus éloignés de l'axe des abscisses présentent des déséquilibres de coûts plus importants.

²⁷ Une échelle logarithmique est utilisée pour l'axe des abscisses afin d'améliorer la clarté de l'illustration.

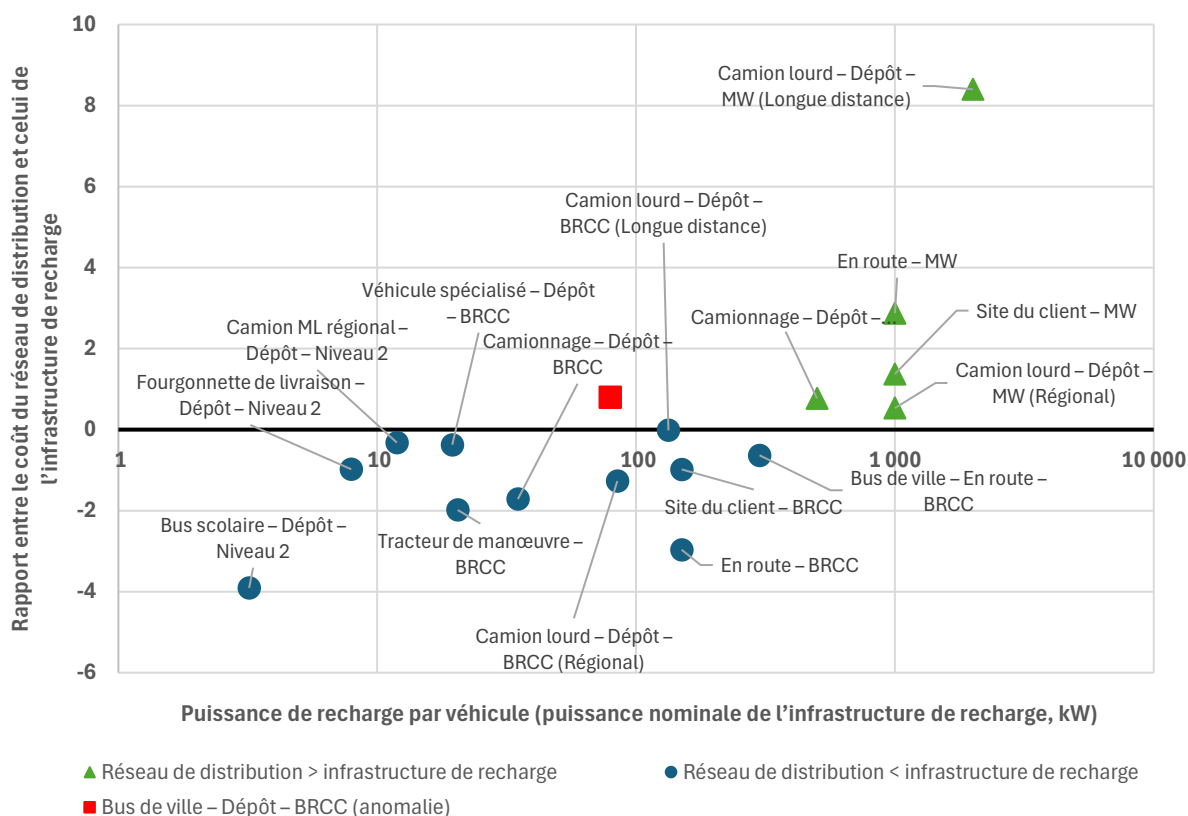




La tendance générale montre que les bornes de faible puissance auront des coûts de l'infrastructure de recharge plus élevés (ratios négatifs), tandis que les bornes de forte puissance supporteront des coûts de réseau de distribution plus élevés (ratios positifs). Cela s'explique en grande partie par le fait que les archétypes avec des recharges moins puissantes ne nécessitent pas une capacité totale aussi importante et ne déclenchent donc pas les mises à niveau plus coûteuses des sous-stations. Les coûts de l'infrastructure de recharge se sont également avérés généralement plus coûteux par kW que les mises à niveau des circuits, qui sont les seuls coûts du réseau de distribution avant d'atteindre une capacité de 3 MW. Enfin, les coûts de l'infrastructure de recharge diminuent par kW avec l'augmentation de la puissance, tandis que les coûts du réseau de distribution augmentent avec leur fonction de coût progressive en raison du déclenchement des mises à niveau les plus coûteuses.

La seule anomalie de l'analyse est l'archétype de recharge en dépôt de bus de ville, indiqué par le carré rouge. C'est le seul archétype qui utilise une borne de moins de 500 kW dont le ratio est positif et dont les coûts du réseau de distribution sont plus importants que les coûts de l'infrastructure de recharge. Comme nous l'avons vu dans la section précédente, cela est dû à la taille importante de la flotte qui nécessite la construction d'une nouvelle sous-station. Cela augmente considérablement les coûts du réseau de distribution. Cependant, la puissance de recharge plus faible signifie que cet archétype est encore plus proche de l'axe des abscisses (ce qui signifie que les coûts sont davantage équilibrés), malgré des coûts du réseau de distribution de près de 40 M\$ CA.

Illustration 20 : Coûts du réseau de distribution par rapport à ceux de l'infrastructure de recharge





4.1.4 Archétypes mis en évidence

Après avoir examiné les résultats globaux et analysé les tendances dominantes, nous examinons les archétypes énumérés dans la section 0.

Fourgonnettes de livraison et camions de livraison régionaux ML

Ces deux archétypes ont été regroupés, en raison de leurs nombreuses similitudes. Les entretiens avec les parties prenantes ont permis de constater que les stations de recharge de niveau 2 répondent généralement aux exigences de ces véhicules. Les distances journalières parcourues par ces véhicules sont souvent surestimées, et les temps d'indisponibilité sont suffisamment longs pour que les bornes de niveau 2 puissent être utilisées pour recharger complètement les batteries pendant la nuit.

Ce résultat est cohérent avec les résultats calculés dans l'outil Excel d'évaluation des coûts. Pour un temps d'indisponibilité typique de 10 heures et une distance quotidienne moyenne de 100 km, la puissance de recharge calculée nécessaire pour les fourgonnettes de livraison et les véhicules de livraison régionaux ML avoisine 8 kW et 12 kW, respectivement. Les bornes de niveau 2 atteignant une puissance maximale de 19,2 kW, cela montre que la recharge de niveau 2 est adaptée au cycle de service moyen des flottes de ces deux archétypes.

Camions lourds – Recharge en dépôt

Les archétypes de camionnage lourd comprennent deux sous-archétypes qui différencient les camions lourds régionaux des camions lourds longue distance. En moyenne, on estime que les camions lourds régionaux parcourent une distance quotidienne d'environ 400 kilomètres. À cette distance, les camions régionaux peuvent compter exclusivement sur la recharge de nuit pour leurs opérations. En revanche, les camions lourds longue distance parcourent en moyenne plus de 1 000 km par jour. Cette distance dépasse celle de tous les camions électriques lourds actuellement sur le marché, ce qui signifie qu'une forme de recharge en route est nécessaire pour permettre aux camions de parcourir leurs distances quotidiennes. Cette recharge en cours de route vient s'ajouter à la recharge de nuit qui devrait avoir lieu au dépôt.

Pour autant que des possibilités de recharge en cours de route soient disponibles pour les camions lourds longue distance, la puissance de recharge nécessaire pour la nuit est estimée à environ 85 kW pour les camions lourds régionaux et 130 kW pour les camions lourds longue distance. Bien que la puissance requise pour la recharge de nuit ne soit pas particulièrement élevée par rapport à la puissance requise pour la recharge d'opportunité et la recharge en cours de route, les difficultés de cet archétype résident dans l'exploitation des itinéraires de longue distance de manière que les camions aient la possibilité de se recharger de manière intermittente.

Camions lourds – Recharge automatique

Ce deuxième sous-ensemble répond au problème de recharge en route pour les camions HD à long rayon d'action. Ce sous-type étudie également la nécessité d'une recharge d'opportunité ou en cours de route pour les camions régionaux à haut rendement dont les cycles de service ne permettent pas une recharge pendant la nuit. Le temps d'indisponibilité pour la recharge automatique est censé être d'une heure pour simuler les opérations de camionnage qui fonctionnent 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 en changeant de conducteur.

Pour tenir compte des temps de recharge très courts, les niveaux de puissance de recharge doivent être élevés. Nous estimons que 1 MW est suffisant pour les cycles de service du camionnage lourd régional, mais le camionnage lourd longue distance est censé nécessiter 2 MW. Alors que tous les véhicules se





rechargent simultanément pendant la nuit, les bornes MW+ utilisés pour la recharge automatique permettent d'échelonner la recharge des véhicules. Cela réduit considérablement les besoins en capacité du réseau de distribution. On estime que le nombre de bornes à grande vitesse représente 20 % à 50 % celui des bornes de nuit. Cette estimation permet de savoir combien de bornes MW+ sont nécessaires pour un parc de véhicules donné²⁸.

Compte tenu de l'incapacité de la technologie actuelle du camionnage à atteindre les distances quotidiennes moyennes, une combinaison des deux sous-types est probablement nécessaire pour l'exploitation des camions sur de longues distances. Il s'agirait de combiner des bornes de nuit pour l'ensemble de la flotte avec des bornes MW qui seraient utilisées pour la recharge automatique. Il faudra mettre davantage l'accent sur les cycles de service et la logistique d'acheminement afin d'éviter que plusieurs camions aient besoin d'une recharge rapide en même temps, ce qui entraîne des besoins de capacité plus élevés et des coûts importants pour le réseau de distribution.

4.2 Résultats qualitatifs

4.2.1 La réglementation actuelle des services publics peut entraver le rythme de l'électrification des flottes

Les cadres réglementaires des services publics de la plupart des compétences exigent que les services publics attendent de recevoir des demandes de services supplémentaires ou de nouveaux clients pour leurs clients commerciaux et industriels avant de pouvoir étendre le réseau de distribution pour répondre à la demande supplémentaire requise. Dans la plupart des compétences, le client du service public qui fait la demande de service paie également la plupart des coûts du réseau de distribution associés à la demande (généralement sur la base de formules de partage des coûts qui dépendent de la compétence et du cas particulier)²⁹. Cela représente non seulement un obstacle en termes de coûts, mais a également une incidence sur les délais de transition de la flotte. Les mises à jour plus importantes du réseau de distribution (en particulier la modernisation ou la création de sous-stations) peuvent avoir des délais de livraison allant jusqu'à 10 ans. En outre, certaines compétences (p. ex. l'Ontario) n'ont pas mis à jour leurs directives de conception du réseau de services publics pour tenir compte des besoins en tension de recharge des VE, de sorte que les demandes des clients pour le service VEML déclenchent intrinsèquement des mises à niveau de l'équipement du réseau de distribution (p. ex. nécessitant au minimum des mises à niveau des transformateurs) même si le réseau de distribution détient une capacité libre suffisante pour répondre à la demande de recharge.

Les bâtiments et même les systèmes mécaniques des bâtiments ont tendance à durer plus longtemps que les VML. Cela signifie que les exigences réglementaires et les délais de mise en place de l'infrastructure de réseau constituent un obstacle moins important pour la transition énergétique dans l'environnement bâti que pour les VML. Les exploitants de flotte doivent généralement se coordonner avec plusieurs parties, et pas seulement avec les services publics, pour faire progresser la transition de

²⁸Estimations fournies par <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920923002225?via%3Dihub> et <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667095X22000228?via%3Dihub>.

²⁹ Les formules de partage des coûts et les spécifications sont complexes (les documents d'orientation des services publics comptent en moyenne entre 50 et 100 pages), mais elles déterminent généralement le degré d'investissement que le service public est autorisé à supporter pour le compte du client (p. ex. 1 277 kW/\$), ce qui laisse un montant résiduel à la charge du client.





leur parc (p. ex. avec les municipalités pour obtenir les permis d'électricité et de construction nécessaires à la modernisation des dépôts). Cela aggrave les problèmes de délais.

La plupart des compétences prévoient des exceptions dans leur cadre réglementaire qui permettent aux entreprises de services publics d'investir de manière proactive dans leurs réseaux électriques afin d'atteindre des objectifs politiques (p. ex. l'efficacité énergétique, la gestion de la demande, la décarbonisation). De tels instruments d'exclusion pourraient être étudiés pour faire progresser la planification proactive de l'intégration des **VEML** au réseau. Le Massachusetts, l'État de New York et le Michigan ont ouvert des dossiers spéciaux auprès de leurs commissions des services publics pour examiner cette question³⁰. Pour résoudre les problèmes de coordination des parties prenantes, certaines compétences (p. ex. la Californie, plusieurs États de l'Union européenne) mènent des études qui superposent des modèles de demande de transport avec des modèles de capacité prévisionnelle des systèmes de distribution afin de recenser les corridors et les centres qui devraient être prioritaires pour de telles améliorations proactives des systèmes³¹.

4.2.2 Les contraintes de capacité et les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge varient en fonction du contexte du site.

Certaines parties prenantes suggèrent que les zones urbanisées dotées d'une infrastructure de distribution d'électricité plus ancienne ont tendance à être plus proches de la limite de capacité de leur réseau de distribution que les zones davantage récentes et rurales. Ces zones sont donc plus susceptibles de nécessiter des mises à niveau du réseau de distribution pour répondre à la demande de VEML. Cependant, la capacité exacte inutilisée sur le réseau de distribution dépend du contexte propre au site.

Outre les facteurs examinés dans l'outil d'évaluation des coûts, l'acquisition de terrains et la mobilisation des parties prenantes peuvent constituer un facteur de coût important pour les mises à niveau du réseau de distribution. Selon certaines parties prenantes, ces composants peuvent représenter environ 30 % du coût total de la mise à niveau³². Les normes de conception peuvent encore accroître cette variabilité des coûts. Par exemple, certaines compétences exigent que le réseau de distribution d'électricité soit souterrain, donc plus coûteux que le réseau en surface. Enfin, le choix du site de mise à niveau peut entraîner des répercussions sur les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge. Les sites vierges (par ex., un nouvel emplacement pour une sous-station ou un site précédemment inexploité pour un dépôt de recharge de flotte) peuvent être plus coûteux à développer que la mise à niveau de sites vierges existants.

4.2.3 Caractéristiques et considérations relatives aux répercussions du contexte particulier sur la flotte

Certaines parties prenantes signalent que les bornes de BRCC peuvent être confrontées à des limitations plus strictes de la chaîne d'approvisionnement (du moins à court terme) que les bornes de niveau 2, plus répandues sur le marché, de sorte que les flottes qui utilisent principalement des bornes de niveau 2 accèdent plus facilement à l'infrastructure de recharge. Les exploitants de flotte qui utilisent principalement des archétypes de recharge de niveau 2 déclarent préférer un port de recharge par

³⁰ [Rapport du Consortium for Energy Efficiency \(CEE\) des États-Unis](#)

³¹ L'étude suivante en est un exemple : [Impact of electric vehicle charging demand on power distribution grid congestion | PNAS \(en anglais seulement\)](#).

³² Ces coûts doivent être ajoutés aux résultats de l'outil d'évaluation des coûts.





véhicule pour s'assurer que leurs flottes peuvent répondre à leurs exigences en matière de cycle de service, même dans des circonstances imprévues. Certains exploitants de flotte indiquent également privilégier une borne de BRCC comme borne de secours dans les archétypes de niveau 2 prédominants. En outre, certains parcs automobiles calculent une marge de sécurité pour dimensionner leur infrastructure de recharge (p. ex. 20 % de capacité de recharge en plus du besoin estimé) afin d'assurer une redondance en cas d'imprévu.

Les flottes d'autobus de transport en commun s'inquiètent de la demande d'électricité pour la climatisation en été. Les flottes de camions frigorifiques, qui expriment des préoccupations similaires concernant l'énergie frigorifique, privilégient les générateurs diesel à la batterie du véhicule pour leurs unités frigorifiques.

Enfin, les petits exploitants de flotte s'inquiètent de leur capacité à mettre à niveau leurs dépôts pour la recharge des VEML, ayant tendance à louer des dépôts et donc à ne pas avoir le contrôle total.

4.2.4 Préférence pour la normalisation du matériel et des logiciels

Les exploitants de flotte que nous avons interrogés ont exprimé le souhait d'une plus grande normalisation du matériel de l'infrastructure de recharge et des interfaces logicielles qui permettent la communication entre les systèmes de gestion de l'énergie, de gestion des itinéraires et de gestion de cour des flottes. Les parties prenantes soulignent que cela pourrait donner l'occasion aux régulateurs fédéraux d'intervenir.

4.2.5 Densité du retour d'information des parties prenantes

L'analyse sémantique permet de mesurer la fréquence à laquelle les parties prenantes ont discuté de différents sujets au cours de l'étude, ce qui constitue une mesure indirecte de l'importance attribuée aux thèmes qualitatifs découverts grâce à la mobilisation des parties prenantes. L'**Illustration 21** résume les résultats de l'analyse sémantique et souligne que des questions telles que la diversité de la flotte et les retards dans les délais de transition de la flotte ont été plus fréquemment mentionnées par les parties prenantes que les questions concernant les processus d'autorisation et les tendances observables concernant la disponibilité de la capacité du système de distribution gratuite dans les zones urbaines par rapport aux zones rurales.





Illustration 21 : Densité du retour d'information des parties prenantes sur les thèmes clés

Thème	Description	Fréquence
Hétérogénéité de la taille et du comportement des flottes	Influence sur les coûts de l'infrastructure de recharge et du réseau de distribution	Élevée
Défis des services publics	Difficultés rencontrées par les compagnies d'électricité pour s'adapter à la demande d'électricité du secteur des transports	Élevée
Cadres de réglementation	Impact de la planification proactive par rapport à la planification réactive dans le processus de planification des services publics	Moyenne
Vitesse de transition et coordination	Rythme d'électrification des flottes et défis de coordination associés entre les exploitants de flotte, les services publics et les municipalités	Moyenne
Durée de la mise à niveau de la sous-station	Calendrier de mise à niveau des sous-stations et impact sur le déploiement de l'infrastructure	Moyenne
Exigences en matière de conception de la grille	Considérations relatives à l'infrastructure souterraine et à l'infrastructure en surface	Faible
Mobilisation des parties prenantes et autorisation	Impacts sur le calendrier de la mobilisation des parties prenantes et des processus d'autorisation	Faible
Capacité du système de distribution	Différences de capacité du réseau de distribution gratuit entre les sites urbains et les sites ruraux	Faible

4.3 Implications pour les travaux futurs

L'étude soulève deux implications clés pour les travaux futurs :

1. Si l'étude regroupe les comportements de recharge de flotte en archétypes, il existe une hétérogénéité considérable au sein de chaque archétype. L'étude tient compte d'une partie de cette hétérogénéité grâce aux caractéristiques de sensibilité intégrées dans l'outil d'évaluation des coûts. Toutefois, il convient de poursuivre la mobilisation des parties prenantes avec les exploitants de flotte, les services publics et les fournisseurs d'infrastructures de recharge afin de réduire l'incertitude concernant les comportements en matière de recharge et les coûts du réseau de distribution et de l'infrastructure de recharge.
2. Le déploiement du réseau de distribution et la modernisation de l'infrastructure de recharge pour répondre à la demande d'énergie des VEML semblent représenter un défi d'action collective. Chacune des principales parties prenantes (exploitants de flotte, régulateurs des services publics, services de distribution et municipalités) est confrontée à l'incertitude quant au lieu et à la vitesse à laquelle la demande de VEML peut se matérialiser et à la vitesse à laquelle le réseau de distribution se développera pour répondre à cette demande. Deux éléments peuvent contribuer à atténuer cette incertitude. Premièrement, l'élaboration de cadres de coordination des parties prenantes qui définissent les étapes de planification que chaque catégorie de parties prenantes doit suivre et qui définissent la manière dont ces étapes sont idéalement interconnectées pour former un flux de processus efficace. Deuxièmement, il s'agit d'examiner comment la demande de transport se superpose à la capacité du réseau de distribution afin de recenser les couloirs et les centres de





recharge optimaux et d'indiquer les domaines dans lesquels il convient d'améliorer le réseau de distribution de manière proactive.





Appendice A Ventilation des coûts du réseau de distribution

Cette annexe décrit le processus de construction de la fonction de coût utilisée pour déterminer les coûts du réseau de distribution pour les différents archétypes de recharge. Nous avons d'abord étudié les coûts par type d'amélioration/équipement en nous appuyant sur les rapports du National Renewable Energy Laboratory (NREL) et du Rocky Mountain Institute (RMI) et en les validant par le biais d'entretiens avec les parties prenantes. Ces coûts sont énumérés dans l'**Illustration 22** ci-dessous.

Illustration 22 : Coûts du réseau de distribution par type/équipement

Catégorie de mise à niveau	Type de mise à niveau/équipement	Capacité	Coût (\$ CA)
Circuit	Transformateur de distribution	150 – 300 kVA	20 250 \$ – 67 500 \$
Circuit	Transformateur de distribution	500 – 750 kVA	60 750 \$ – 94 500 \$
Circuit	Transformateur de distribution	+1 000 kVA	87 750 \$ – 236 250 \$
Circuit	Installation/mise à niveau du circuit d'alimentation	Pour traiter +5 MW	2,7 \$ – 16,2 M\$
Sous-station	Ajout d'un disjoncteur d'alimentation	Pour traiter +5 MW	540 000 \$
Sous-station	Mise à niveau de la sous-station	Pour traiter 3 – 10+ MW	4,1 \$ – 6,8 M\$
Sous-station	Installation d'une nouvelle sous-station	Pour traiter 3 – 10+ MW	16,2 \$ – 47,3 M\$

Bien que ces informations soient très utiles, elles ne tiennent compte ni des interactions ni des combinaisons entre les différents types de mise à niveau. Un article de recherche publié dans le journal *Environmental Research : Infrastructure and Sustainability* a étudié le coût par kW des mises à niveau des circuits et des sous-stations sur le territoire de service de la Pacific Gas and Electric Company (PG&E), en éliminant la délimitation par type d'équipement. Ces hypothèses de coûts sont présentées dans l'**Illustration 23**.





Illustration 23 : Coûts par kW pour les mises à niveau des circuits et des sous-stations (territoire de service de PG&E)

Besoins en capacité (MW)	Coûts de mise à niveau des circuits (\$ CA/kW)			Coûts de mise à niveau des sous-stations (\$ CA/kW)		
	25 ^e percentile	Médiane	75 ^e percentile	25 ^e percentile	Médiane	75 ^e percentile
MW < 1	601,71 \$	2 531,25 \$	7 818,75 \$	13 412,25 \$	25 465,63 \$	39 126,77 \$
1 ≤ MW < 2	339,98 \$	1 848,00 \$	2 825,40 \$	4 853,24 \$	6 399,04 \$	9 423,12 \$
2 ≤ MW < 4	265,63 \$	909,02 \$	1 954,19 \$	3 952,71 \$	5 370,81 \$	6 032,81 \$
4 ≤ MW < 8	362,68 \$	591,49 \$	1 060,16 \$	1 535,17 \$	2 706,35 \$	3 470,67 \$
MW ≥ 8	320,26 \$	496,60 \$	791,53 \$	855,91 \$	1 198,29 \$	1 605,34 \$

Les coûts par kW figurant sur l'**Illustration 23** et les coûts individuels des mises à niveau des équipements figurant sur l'**Illustration 22** sont raisonnablement cohérents. Bien que ces coûts soient parfois plus élevés que les coûts d'équipement, cela montre que plusieurs types de mise à niveau sont souvent nécessaires, ce qui rend la modélisation des coûts totaux encore plus complexe. Pour tirer des enseignements des deux illustrations, nous posons les hypothèses suivantes pour développer la fonction de coût :

1. Les coûts médians des circuits pour les mises à niveau inférieures à 1 MW sont élevés par rapport aux coûts de mise à niveau des transformateurs de distribution. Pour tenir compte de cette situation, les coûts par kW du 25^e percentile sont utilisés, ce qui montre que les mises à niveau des lignes d'alimentation sont moins susceptibles d'être nécessaires.
2. Pour les mises à niveau de circuits de plus de 1 MW, les coûts médians sont utilisés pour refléter une plus grande probabilité de mise à niveau des lignes d'alimentation. Une ligne d'ajustement optimale des coûts médians est utilisée pour tenir compte des discontinuités lors de la transition entre les différentes catégories d'exigences de capacité.
3. Les coûts de mise à niveau des sous-stations par kW sont très élevés, en particulier pour les mises à niveau de faible capacité. Les observations du NREL et du RMI suggèrent que les mises à niveau des sous-stations sont généralement nécessaires pour les besoins de capacité supérieurs à 3 MW. Dans le même ordre d'idées, la ligne d'ajustement optimale des coûts médians des sous-stations par kW est utilisée pour les mises à niveau entre 3 et 10 MW.
4. Pour les augmentations de capacité supérieures à 10 MW, de nouvelles installations de sous-stations devraient être nécessaires. Le coût moyen de la fourchette fournie dans l'**Illustration 22** est utilisé comme coût constant pour toutes les nouvelles constructions de sous-stations (31,75 M\$).
5. Les coûts totaux du réseau de distribution sont calculés en combinant les coûts des circuits et des sous-stations pour tenir compte des exigences des différents types d'améliorations.

