

Systeme de route électrique

Groupe de travail n°1

**Décarboner le transport routier de marchandise par l'ERS,
enjeux et stratégie**

Juillet 2021

Des routes électriques (ERS) pour contribuer à décarboner le transport routier

Rapport du GT1 : intérêt des solutions et conditions de réussite

Résumé

La France a pour objectif la neutralité carbone à horizon 2050 afin de contenir l'ampleur du réchauffement climatique à 1,5 °C. Pour les transports, cet objectif se traduit par une décarbonation complète des transports terrestres à cet horizon. L'Union européenne a fixé un objectif intermédiaire de réduction de 55 % des émissions en 2030 par rapport à 1990. Son règlement 2019/1242 impose aux constructeurs de camions une réduction des émissions de CO₂ des poids lourds neufs vendus en 2030 de 30 % par rapport à 2020 sous peine de pénalités substantielles.

L'électrification des véhicules légers routiers, voitures particulières (VP) et véhicules utilitaires légers (VUL) est la principale voie envisagée de décarbonation et elle est largement engagée depuis 2020 à la suite d'un règlement européen équivalent adopté dès 2009 rendu de facto plus sévère par le « dieselgate » de fin 2015.

Pour les poids lourds (PL), les principales solutions envisageables de décarbonation sont le biogaz, le biodiesel, l'électrique à batterie, l'électrique à batterie et réservoir d'hydrogène ou bien l'électrique à batterie et alimentation en roulant (autoroute électrique ou *Electric Road System, ERS*).

Le biogaz et le biodiesel pourraient répondre aux besoins, mais ces solutions comportent plusieurs risques majeurs : leur disponibilité n'est pas assurée, aussi bien vis-à-vis du gisement dont l'estimation est difficile, que de la concurrence entre usages : chauffage, production électrique et industrie pour le biogaz, aviation pour les biocarburants. De plus, une hypothèque pèse sur le biogaz (biométhane) : parce que son pouvoir de réchauffement global de l'atmosphère est 84 fois supérieur à celui du CO₂, les fuites inhérentes aux processus de production, stockage, distribution et combustion devraient être inférieures à 1 % pour que la solution conserve une pertinence en termes d'émissions de Gaz à Effet de Serre (GES).

La solution électrique-hydrogène nécessite trois fois plus d'énergie électrique sur l'ensemble du cycle de production-consommation que la solution électrique-batterie lorsque l'hydrogène vert est produit par électrolyse de l'eau; les autres procédés de production d'hydrogène (vaporeformage de méthane avec capture et stockage du CO₂, thermolyse de biomasse) présentent encore des questions non résolues de capacités de stockage du CO₂ et disponibilité de la biomasse. Cette solution présente de fortes incertitudes tant sur les coûts de production et distribution de l'hydrogène que sur les coûts des PL électriques à hydrogène, ce qui semble faire de la solution électrique-hydrogène une solution insuffisamment mature pour permettre une décarbonation massive du fret routier dès 2030.

L'électrique à batterie pour les PL constitue une solution performante sur le plan des émissions de CO₂, y compris en incluant les émissions liées à la fabrication de la batterie. Cependant, cette solution se heurte à son coût (coût de possession annuel supérieur de 15 %-20 % à un PL diesel), à la diminution de la capacité de chargement des poids lourds (de l'ordre de 3 à 4 t pour le cas d'une batterie correspondant à une autonomie de 700 km) venant renchérir les coûts de production des transporteurs, ainsi qu'à la problématique de la durée de la recharge et à la disponibilité des bornes de recharge, toutes les deux particulièrement critiques pour ne pas dégrader l'exploitation des poids lourds, condition clé pour la rentabilité des transporteurs.

Enfin, **l'électrique à batterie et ERS** permet à la fois une décarbonation forte du transport routier de longue distance au fur et à mesure que l'électricité se décarbone en Europe, elle présente un excellent rendement énergétique, une alimentation continue qui ne dégrade pas les conditions d'exploitation des camions et une diminution significative de la taille des batteries des PL faisant de longs trajets (1 200 kWh pour un PL à

batterie longue autonomie contre 400 kWh pour un PL ERS environ) et peut très fortement réduire le besoin en bornes de recharge. Parmi les trois solutions d'ERS, la solution avec caténaire est la plus avancée techniquement, mais plusieurs points restent à valider dont l'acceptation citoyenne des caténaires tout au long des autoroutes. La solution rail, très avancée aussi, permettrait, de plus, l'alimentation des véhicules légers, Voitures Particulières (VP) et Véhicules Utilitaires Légers (VUL) et donc la réduction de la taille des batteries de ces véhicules, critique vis-à-vis de leur coût et de la consommation de matières premières, en particulier du nickel. Quant à la solution à induction, également plus universelle, il reste à démontrer qu'elle est capable d'atteindre le niveau de puissance de recharge nécessaire pour un tracteur de 44 t et il resterait alors à la développer. Elle est par ailleurs très fortement consommatrice de cuivre (voir §2.9).

Le développement du réseau ERS proposé est basé sur trois principes : a) le caractère résolument européen d'une telle infrastructure, b) l'universalité du poids lourd qui doit pouvoir desservir tous les territoires, c) l'échéance de 2030 lors de laquelle une première phase d'ERS devrait être en place pour permettre aux constructeurs de vendre assez de camions neufs à zéro émission (dont des camions électriques à ERS), afin de réduire de 30 % leurs émissions par rapport à 2020. Ainsi, en deux phases, 4 900 km de réseau en 2030 puis 8 850 km en 2035 seraient équipés. La première phase correspond au réseau transeuropéen de transport tel que défini par la Commission européenne augmenté d'un axe Paris-Rennes pour la desserte de la Bretagne et la deuxième, d'environ 4 000 km s'ajoutant aux 4 900 km de la 1^{ère} phase, permettrait l'accès au réseau équipé ERS depuis tout point du territoire en moins de 125 km, cette distance correspondant à la moitié de l'autonomie des PL équipés pour l'ERS pris en hypothèse.

Une puissance nécessaire à délivrer de 400 kW et un taux d'équipement du réseau de 80 %, c'est ce vers quoi le groupe a convergé, considérant les puissances actuelles des poids lourds thermiques, et la nécessité de recharger 70 % des batteries des PL ERS en une à deux heures (afin que chaque PL puisse sortir, batterie chargée, de chaque tronçon d'autoroute).

L'estimation du coût total d'investissement des 8 850 km d'ERS, menée avec les concepteurs des solutions, prenant en compte les puissances à délivrer par tronçon en fonction des trafics, a permis d'aboutir à des coûts totaux de l'ordre de 30 milliards d'euros pour la solution caténaire, et 36 milliards d'euros pour la solution rail, pour l'ensemble du réseau précédemment décrit.

Les coûts totaux de possession : l'analyse du groupe, prenant en référence la structure des coûts des PL diesel actuels, a permis de montrer que les PL ERS pouvaient être légèrement plus compétitifs, en coût, de 3 à 4 %, que les PL diesel. Inversement, les coûts des PL électriques à batterie seraient nettement supérieurs, de l'ordre de 15 à 20 %, aux coûts des PL diesel.

Une analyse par simulation des trafics captés par l'ERS a été menée en considérant deux scénarios de référence. Le premier correspond à la situation d'une flotte de PL diesel confrontée à l'apparition de l'ERS. Il permet de comprendre où seront les obstacles et les leviers d'action pour la transition d'une flotte massivement diesel vers une flotte ERS. Le second correspond à une flotte de référence de PL électriques à batterie. Il montre que le recours à l'ERS serait proche de 100 %. Dans les deux cas, les simulations explorent plusieurs hypothèses de prix des énergies (électricité sur l'ERS et diesel).

Il en ressort que

- l'ERS pourrait capter environ 50 % des PL.km du trafic total des PL en France (et aussi des t.km transportées).
- l'ERS est très compétitif contre le scénario « batteries & bornes de recharge »
- il serait aussi compétitif contre un diesel payé 1,33 €/l avec un prix payé à 0,15 €/kWh d'ERS mais une dégradation du trafic capté assez sensible à 0,20 €/kWh.
- les transporteurs y gagneraient à choisir l'ERS si leurs camions roulent assez souvent sur autoroute
- les opérateurs peineraient à rentabiliser l'infrastructure, surtout au début, ayant à supporter des investissements initiaux lourds avec des revenus ERS croissant lentement en particulier lorsque l'attractivité de l'ERS est plus faible face au diesel. Il faudra donc trouver des mécanismes d'incitation et/ou de compensation fiscaux ou réglementaires.

- dans cas de la comparaison par rapport au diesel, la puissance publique perdrait en taxes prélevées (≈ 0.7 Md€/an), mais gagnerait beaucoup (plus de 200 Mds€ sur 30 ans) en réductions de CO₂ valorisées selon les recommandations de la commission Quinet.

- l'ouverture de l'ERS aux VUL et VP permise par la solution rail renforcerait le bilan de l'opérateur et permettrait de réduire le prix des voitures et VUL électriques et de réduire les besoins de matière (le nickel étant le plus critique à terme) en réduisant la taille des batteries de ces véhicules.

La réduction des émissions de GES (en Analyse du Cycle de Vie, ACV) permise par l'ERS est très substantielle si l'on prend en référence la situation actuelle d'un parc de PL quasi-exclusivement diesel et en supposant une croissance annuelle du fret routier longue distance de $\approx 1\%$ /an entre 2030 et 2050:

- combiné avec l'électrification totale des transports intra-régionaux, l'ERS ferait gagner 33 Mt CO₂eq/ an, soit 87 % des émissions d'un scénario « diesel as usual » et 60 Mt CO₂eq/an (-86%) en incluant les VUL, conduisant ainsi à une électrification quasi totale des transports routiers.

- la contribution propre de l'ERS serait de 17 Mt CO₂eq / an pour les PL et de 5 Mt CO₂eq / an si les VUL pouvaient aussi utiliser l'ERS (solutions rail ou induction).

- de plus, les solutions rail ou induction feraient gagner un minimum de 4 Mt CO₂eq/an supplémentaires par la réduction de la taille des batteries des voitures et des véhicules utilitaires légers qu'elle permettrait.

Comparé à un scénario « tout batteries » de PL électriques à batterie longue autonomie l'ERS permettrait un gain d'environ 17 Mt CO₂eq /an du à l'empreinte CO₂eq des très grosses batteries ainsi évitée.

Enfin la comparaison avec un scénario de type SNBC (25% Biodiesel, 25% biogaz, 50% électrique à batterie) est aussi favorable à l'ERS : -87% au lieu de -40 à -63% selon que l'on prend des hypothèses très optimistes sur la production et les fuites de biogaz ou pas.

Un planning serré : l'impératif de la mise en service d'une première phase d'un réseau ERS avant fin 2029 nécessite un choix de technologie avant fin 2023 et environ quatre ans de travaux à partir de 2026. L'ampleur des procédures et études à accomplir avant les travaux rend le respect de l'échéance de 2029 très ambitieux selon le retour d'expérience des grandes opérations similaires. Sa réussite nécessitera une impulsion forte au niveau européen afin d'obtenir une décision de principe sur l'ERS et le choix d'une solution technologique pan-européenne avant fin 2023.

Recommandations :

- ⇒ Préparer une pleine conscience par le gouvernement français du potentiel de l'ERS avant fin 2021 et de la nécessité d'enclencher le travail européen sur le sujet dès le début 2022, en saisissant l'opportunité de la présidence française de l'Union européenne, pour obtenir une décision de principe dans un premier temps et un arbitrage sur le choix de la solution technique d'ici fin 2023.
- ⇒ Converger au niveau européen sur l'analyse de la problématique : une première étape pourrait consister à nouer des liens avec la « National Platform for the future of Mobility » allemande, les autres entités expertes de Suède, d'Italie et de la Commission européenne ainsi que les Ministères du Transport d'Allemagne, de Suède, d'Italie et des Pays-Bas (les pays ayant des constructeurs de camions) voire des grands pays du transport routier, Espagne, Pologne...
- ⇒ Mettre en place une structure capable de préparer pour le gouvernement les études, débats publics et propositions de gouvernance pour la mise en place d'un programme ERS.
- ⇒ Engager au plus vite les actions pour amener la solution rail – à fort potentiel – à un TRL de 6-7 avant fin 2023 et explorer si un industriel est prêt à investir pour emmener la solution à induction à un TRL de niveau 4 en 12 mois¹.

¹ En délivrant une puissance de ≈ 400 kW pour un tracteur de 44 t, à 90 km/h, avec un entrefer réaliste et s'engageant sur un rendement nominal, tout ceci en validant les variations de puissance et de rendement en fonction des désalignements entre boucles du tracteur et boucles de l'infrastructure.

INTRODUCTION	6
1. OBJECTIFS DE DECARBONATION ET SOLUTIONS ENVISAGEABLES	7
1.1. L'ETAT ACTUEL DES CONSOMMATIONS D'ENERGIE DU TRANSPORT ROUTIER ET DES EMISSIONS DE GES	7
1.2. LES OBJECTIFS DE DECARBONATION	8
1.3. AUTRES OBJECTIFS POURSUIVIS POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE DU TRANSPORT ROUTIER	10
1.4. LES SOLUTIONS ENVISAGEABLES POUR LA DECARBONATION DU TRANSPORT ROUTIER	10
1.5. LE BIOGAZ	11
1.6. LE BIODIESEL.....	13
1.7. L'ELECTRIQUE-HYDROGENE.....	14
1.8. L'ELECTRIQUE A BATTERIE, L'ELECTRIQUE ERS ET LEUR COMPARAISON DETAILLEE	14
1.9. ELEMENTS DE COMPARAISON INTERNATIONALE : ALLEMAGNE, SUEDE	19
1.10. LA NECESSAIRE APPROCHE EUROPEENNE.....	20
2. PART POSSIBLE DE L'ERS ET IMPACT CO₂	21
2.1. SCENARIOS DE REFERENCE ENVISAGES	21
2.2. SCENARIO ENVISAGES	22
2.3. LE RESEAU DE DEPLOIEMENT DE L'ERS ET LES COUTS ASSOCIES	24
2.4. LES COUTS ASSOCIES AU DEPLOIEMENT DU RESEAU ERS	25
2.5. LES TRAFICS CAPTES SELON LES SIMULATIONS EFFECTUEES.....	26
2.6. TRAFICS CAPTES PAR RAPPORT A LA SOLUTION « ELECTRIQUE LONGUE AUTONOMIE »	27
2.7. TRAFICS CAPTES LORSQUE LA REFERENCE EST LA SOLUTION « DIESEL ».....	27
2.8. IMPACT CO ₂ DE L'ERS EN ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV)	28
2.9. IMPACT MATIERE	29
2.10. IMPACT SUR LA CONSOMMATION ELECTRIQUE	31
3. BILANS POUR LES DIFFERENTS ACTEURS	31
3.1. CAS DE LA COMPARAISON AVEC L'ELECTRIQUE A BATTERIE DE LONGUE AUTONOMIE	31
3.2. CAS DE LA COMPARAISON PAR RAPPORT AU DIESEL.....	32
4. ELEMENTS DE CALENDRIER DE L'OPERATION.....	34
4.1. LA NECESSITE DE METTRE LE RESEAU PHASE 1 EN OPERATION AVANT 2030	34
4.2. LA PREPARATION D'UNE DECISION GO-NO GO SUR L'ERS ET SUR LA TECHNOLOGIE CHOISIE (FIN 2021-FIN 2023).....	35
4.3. UNE PHASE DE LANCEMENT DES ETUDES OPERATIONNELLES ET DES TRAVAUX (2024-2029)	35
5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GROUPE.....	37
5.1. CONCLUSIONS.....	37
5.2. RECOMMANDATION N°1.....	37
5.3. RECOMMANDATION N°2.....	38
5.4. RECOMMANDATION N°3.....	38
5.5. RECOMMANDATION N°4.....	39
PARTICIPANTS AU GROUPE DE TRAVAIL 1	40
SOMMAIRE DES ANNEXES.....	42

Introduction

Pour contribuer à la décarbonation rapide des transports routiers, et en particulier à celle du fret routier sur longue distance, la Direction générale des infrastructures, des transports et de la mer a lancé une large consultation des acteurs du transport, des infrastructures et de l'énergie sur les opportunités, verrous et conditions de déploiement de systèmes de routes électriques (ERS). Ces systèmes consistent à alimenter en électricité, en continu ou par tronçons, les véhicules en mouvement sur une route ou autoroute. L'objectif est de se substituer aux carburants fossiles tout en préservant une grande autonomie des véhicules plus difficile à obtenir avec des batteries par exemple. Trois principales technologies sont actuellement étudiées : les caténaires, les rails au sol et l'induction.

Les travaux du présent groupe de travail s'inscrivent dans une démarche initiée par la direction des infrastructures de transport du ministère des transports.

Il a été décidé à la suite d'une première réunion des acteurs co-animée par la DGITM, le Cerema et l'université Gustave Eiffel de constituer trois groupes de travail chargés de préparer un état des lieux et des propositions pour le Ministre des Transports, en vue d'élaborer une politique nationale sur le sujet :

- le GT1 chargé des questions socio-économiques, des ressources énergétiques et de matière, des coûts et des délais, devant dépendre de ce qu'un ERS pourrait apporter et à quelles conditions
- le GT2 devant examiner les différentes solutions techniques proposées, leurs avantages et inconvénients, leur état d'avancement,
- le GT3 avait pour mission de déterminer les validations encore nécessaires et en déduire un plan de validation/expérimentation en France.

Le présent rapport est celui du groupe de travail n°1.

Les questions posées au GT

La première question consiste à estimer la part que l'ERS pourrait prendre dans l'ensemble des actions de décarbonation du transport routier, notamment de marchandises, et les complémentarités avec les autres solutions potentielles (biocarburants, batteries, hydrogène etc.), et sur quels types d'axes il serait pertinent de le déployer. Le corollaire de cette question est de déterminer le périmètre du réseau ERS qu'il faudrait mettre en place.

Une seconde question structurante consiste à définir le/les types de véhicules à alimenter par l'ERS : (1) les seuls poids lourds, voire autocars (véhicules pouvant supporter un pantographe), (2) les véhicules utilitaires ne pouvant pas supporter un pantographe relié à un caténaire à 4,35 m du sol dont les véhicules utilitaires légers <3,5 t (VUL), (3) également les voitures. La question de l'interopérabilité devra être examinée de manière globale en mettant en lumière ses avantages et inconvénients, ses risques et opportunités, notamment en ce qui concerne les contraintes induites.

Enfin, les rôles, la répartition des responsabilités et du financement entre les différents acteurs (industriels fournisseurs de solutions, fournisseurs d'énergie, exploitants (auto)routiers, transporteurs, constructeurs, Etat ou collectivités locales...) font aussi partie du champ à explorer par ce GT, de façon à fournir des éléments sur les modèles d'affaires possibles et les conditions d'une viabilité économique de l'ERS et d'une acceptation intéressée de la transition vers l'ERS par l'ensemble de ces acteurs.

Le présent rapport rappelle dans une première partie les objectifs de décarbonation et passe en revue les solutions envisageables pour décarboner le transport routier de marchandises, en donnant un éclairage sur les démarches entreprises en Allemagne et en Suède. La seconde partie examine la place possible d'une solution ERS en France en faisant des hypothèses sur son déploiement, son coût, les caractéristiques des véhicules appelés à utiliser l'ERS ; elle conclut sur l'importance des trafics captés sous ces hypothèses et l'impact prévu sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) du fret routier et les consommations de matière.

1. Objectifs de décarbonation et solutions envisageables

1.1. L'état actuel des consommations d'énergie du transport routier et des émissions de GES

La consommation d'énergie par le trafic routier en France s'établissait en 2019², pre-COVID, à :

	Fossile (Mtep)	Bio (Mtep)	Total (en Mtep)	Total (en TWh)
Essence	7,86	0,65	8,51	99,0
Diesel	30,73	2,52	33,25	386,7
Gaz naturel & GPL	0,22		0,22	2,6
Électricité			0,03	0,3
Total Route	38,81	3,18	42,01	488,6

Les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) du transport, la même année, soit représentaient 29,0 % des émissions anthropiques de la France (441 Mt CO₂eq)³ et, se répartissaient ainsi : (en supposant des rendements identiques on peut aussi en déduire les énergies consommées)

	MtCO ₂ eq	% du trafic routier	..en Mtep	..en TWh th.
Voitures particulières (VP)	69,5	54,5 %	22,9	266
Véhicules Utilitaires Légers (VUL)	25,9	20,3 %	8,5	99
Poids Lourds (PL), bus et cars	30,5	23,9 %	10,0	117
2 roues	1,7	1,3 %	0,6	6
Total	127,7	100,0 %	42,0	489

On constate ici le poids important des VUL dans les émissions du transport routier en France.

Pour en rester aux ordres de grandeur :

- **Trafic routier tout électrique** : il faudrait 170 à 200 TWh d'électricité supplémentaire en France (la production était de \approx 537 TWh et la consommation de 470TWh en 2019). En supposant que 100 % du trafic routier soit électrifié, toutes choses étant égales par ailleurs, et en prenant les hypothèses de rendement moyen des moteurs thermiques du parc roulant en 2019 de 30 à 35 % et un rendement de charge décharge des batteries, d'un éventuel ERS, et des moteurs électriques de 85 %, il faudrait $488,6 * 0,30 \text{ à } 0,35 / 0,85 = 172 \text{ à } 201$ TWh de consommation d'électricité en plus en France.
- **PL et VUL à 50 % en biogaz** : il en faudrait 9,3 Mtep. La production actuelle⁴ est de 0,98 Mtep quasi exclusivement consommée en autoproduction et production de chaleur et d'électricité (0,67 Mtep), en chauffage des bâtiments ou réseaux de chaleur (0,16 Mtep), en mélange au gaz naturel(0,10 Mtep), et dans l'industrie (0,05 Mtep).
- **PL et VUL à 50 % en biodiesel** : il en faudrait 9,3Mtep. La production actuelle y compris les importations nettes) est de 2,8 Mtep dont 2,5 sont mélangés au carburant diesel, le reste étant utilisé par l'agriculture. Mais l'aviation (y compris les vols internationaux au départ de France) consomme aujourd'hui \approx 8 Mtep de kérosène. Biokérosène et biodiesel utiliseront les mêmes ressources de biomasse et les mêmes procédés de production⁵.

² Source : Energy Balance sheets de la France. Eurostats 2020

³ Y compris agriculture, traitement des déchets, mais hors UTCATF. Source : Fiches thématiques MTES, Mai 2021

⁴ Source : Energy Balance sheets de la France. Eurostats 2020

⁵ Cf. l'usine pilote de Bionext à Dunkerque qui a validé la chaîne torréfaction-gazéification-synthèse Fischer-Tropsch pour la production flexible de carburants alternatifs durables destinés à l'aviation, de biodiesel synthétique et de bionaphta (une charge renouvelable pour l'industrie chimique) à partir de biomasse lignocellulosique.

1.2. Les objectifs de décarbonation

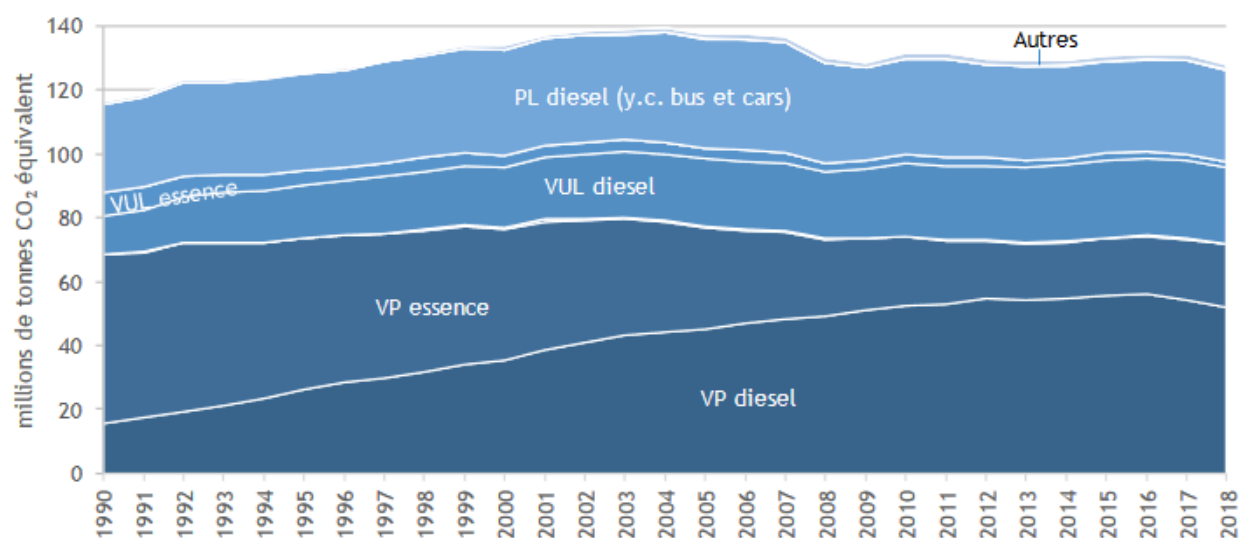
La 2^{ème} stratégie nationale bas carbone (SNBC2) de la **France**, adoptée par décret le 21 avril 2020 (et donc avant le New Green Deal de l'Europe) vise la neutralité carbone à horizon 2050. Pour les transports, cet objectif se traduit par une décarbonation complète des transports terrestres, notamment routiers, maritimes (domestiques et fluviaux), soit par le passage à des motorisations électriques peu émettrices (en cycle de vie), soit par le passage aux carburants alternatifs fortement décarbonés (en cycle de vie).

Pour contenir les impacts sur la demande en énergie décarbonée, des progrès très substantiels sont aussi nécessaires en matière d'efficacité et de sobriété énergétique⁶.

Dans ce contexte, la décarbonation du transport routier est incontournable. Le transport lourd (PL, bus et cars) en 2020 représente 24 % des émissions du transport routier français, les véhicules utilitaires légers en représentant 20 %⁷. Le trafic routier a augmenté ses émissions de GES depuis 1990 contrairement aux autres secteurs que les transports.

Graphique 1 : Les émissions de CO₂ du transport routier en France de 1990 à 2018

Evolution des émissions dans l'air de CO₂e du transport routier depuis 1990 en France (Métropole et Outre-mer UE)



Le New Green Deal de l'Europe

Dans son pacte vert pour l'**Europe**, la Commission a proposé en septembre 2020 de porter l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, incluant les émissions et les absorptions, à au moins 55 % en 2030 par rapport à 1990. Cette proposition a été acceptée le 21 avril 2021 par le Parlement européen et les Etats membres (cf. *Graphique 2*).

Or il faut rappeler que les poids lourds, cars et bus représentent 27 % des émissions du transport routier européen, les VUL en représentant 12 % et les VP 60 %. Enfin, les émissions du transport routier ont augmenté de 27 % entre 1990 et 2018, les émissions des VUL ayant pour leur part augmenté de 55 %. On comprend donc la forte pression de la Commission européenne sur les transports, en particulier routiers, afin de rendre robuste son plan de réduction des émissions de GES de 55 % en 2030 par rapport à 1990. Les émissions totales n'ayant baissé que de 20 % de 1990 à 2019 (cf. *Graphique 3*).

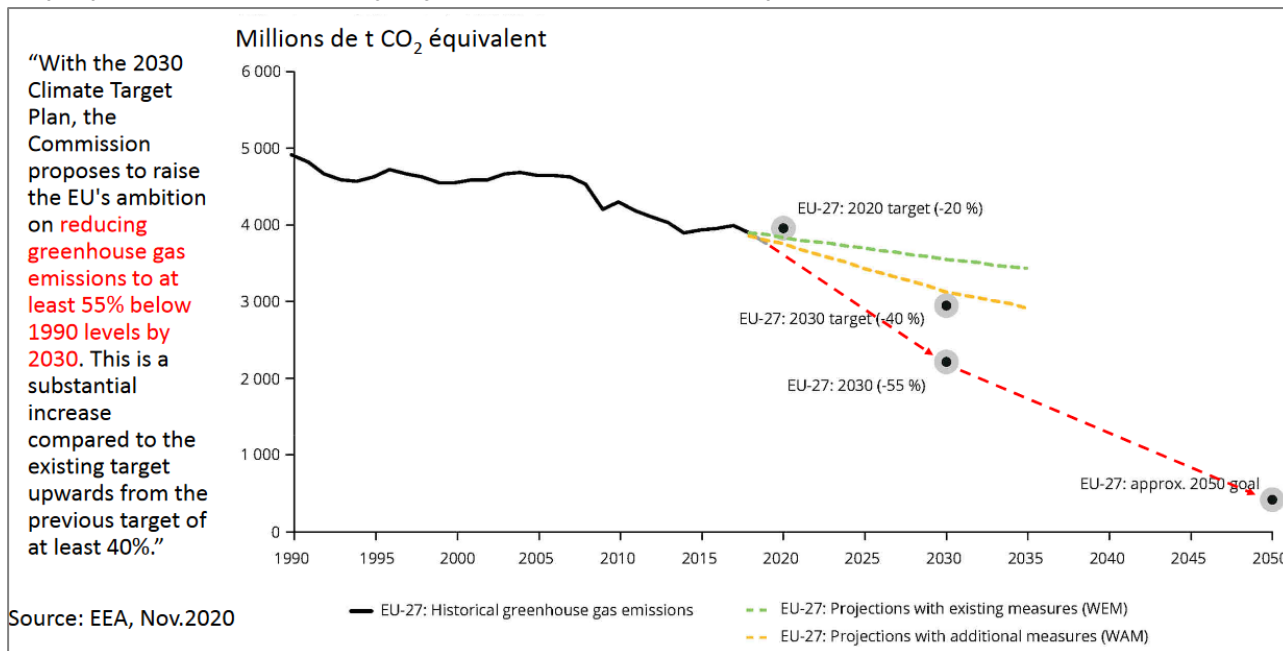
L'objectif fixé par l'Union européenne sur les poids lourds neufs en 2025 et 2030.

⁶ Lien internet vers la SNBC : <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>

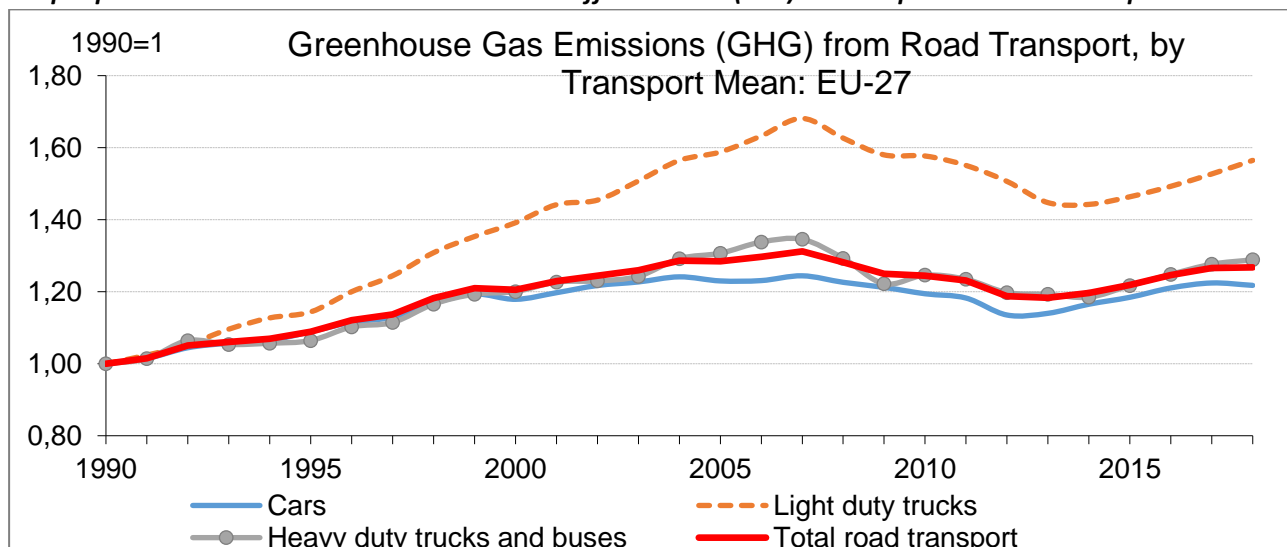
⁷ Cf. note 3, source : données 2018, Eurostat, DG Move et EEA Juin 2020

Dans la dynamique de l'accord de Paris, l'Union européenne a adopté un règlement n°2019/1242 entré en vigueur le 14 août 2019 qui fixe la réduction des émissions de CO₂ des camions neufs de 15 % dès 2025 et de 30 % dès 2030, par rapport à la moyenne de l'UE durant la période de référence du 1^{er} juillet 2019 au 30 Juin 2020.

Graphique 2 : L'évolution des objectifs de décarbonation de l'Europe



Graphique 3 : L'évolution des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) du transport routier en Europe



Le déploiement du New Green Deal

Le 14 Juillet 2021, la Commission européenne a proposé de sévérer la réduction demandée des émissions des VP et VUL à -55 % et -50 % de 2021 à 2030 alors qu’elles étaient de -37,5 % et -31 %⁸ dans le règlement de 2019. Mais elle n’a pas proposé de sévérification de l’objectif pour les poids lourds.

⁸ cf. page 9 du règlement : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0631>

100 % de camions neufs zéro émissions dès 2040 ?

En Europe, l'âge moyen des camions et poids lourds est de 12,3 ans, avec une variabilité importante entre pays : entre 7 à 9 ans en Allemagne, Pays-Bas, Suède ou Royaume-Uni et jusqu'à 16 ans en Pologne. L'âge moyen des VUL au niveau européen est de 10,9 ans (source : ACEA, Association des Constructeurs Européens d'Automobiles). Ceci impose, pour une décarbonation complète en 2050, que la part de marché des poids lourds neufs « zéro émissions » soit proche de 100 % dès les années 2038-2040 à l'échelle européenne. Un peu plus tard peut-être pour les PL effectuant de longues distances dont les travaux du groupe ont montré que leur âge moyen est plutôt de l'ordre de 6 ans (source CNR).

1.3. Autres objectifs poursuivis pour la transition énergétique du transport routier

Si l'objectif de décarbonation du transport routier de marchandises est prioritaire, d'autres objectifs doivent aussi être poursuivis sur le plan environnemental :

- La minimisation de la consommation énergétique du transport routier pour réduire la pression sur les ressources et sur la production énergétique ;
- La minimisation de la consommation de matière, à plusieurs titres : réduire la pression sur les ressources naturelles, éviter des situations de tension sur les matières premières résultant d'une demande se rapprochant des capacités de production ou des gisements existants, et éviter les émissions de CO₂ liées à leur extraction.

D'un point de vue économique il semble souhaitable de s'orienter vers des technologies de camions permettant une exploitation sans rupture avec l'existant afin de faciliter la transition : puissance des poids lourds équivalente à celle des véhicules diesel, capacité d'emport équivalente à celle des poids lourds actuels, autonomie et système de recharge en énergie permettant d'éviter tout risque de panne sèche, et évitant également une réduction significative des durées d'exploitation par les opérations de recharge en énergie.

Il est, par ailleurs, indispensable que l'introduction de l'ERS et son utilisation se traduisent par un bilan positif pour la collectivité ainsi que pour les acteurs impliqués (transporteurs, opérateurs d'ERS, constructeurs de camions, fournisseurs et distributeurs d'électricité, Etat et régions) et donc des modèles économiques durables pour chacun d'eux.

1.4. Les solutions envisageables pour la décarbonation du transport routier

Différentes solutions sont envisageables pour la décarbonation du transport routier : les biocarburants (biogaz et biodiesel) ; l'électrique-hydrogène ; l'électrique batterie ; l'électrique de type ERS (Electric Road System), permettant l'alimentation électrique en continu par un conducteur (rail ou caténaire) placé sur la chaussée, ou encore par des boucles d'induction placées sous la chaussée et sur les véhicules. Après un bref rappel des quantités d'énergie en jeu selon le scénario de la SNBC, cette partie examine le potentiel de chacune de ces alternatives pour la décarbonation du transport routier.

- a) Les besoins en énergie tels qu'envisagés par la stratégie nationale bas carbone.

Le scénario de référence de la stratégie nationale bas carbone (SNBC2) fait l'hypothèse que le transport routier passera de ≈ 500 TWh, essentiellement du gasoil, à 200 TWh en 2050, pour moitié en électricité, pour un quart en biocarburants et pour un quart en gaz naturel et gasoil (cf. *Graphique 4*).

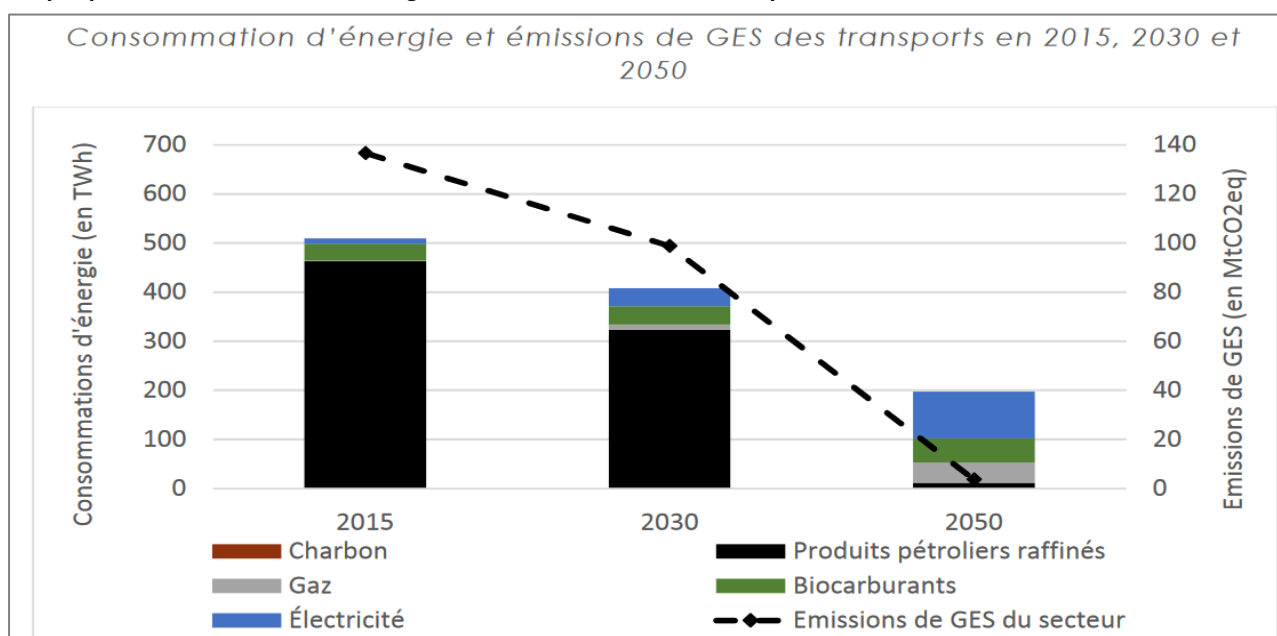
Les biocarburants apporteraient donc, en 2050, 12 Mtep au transport routier, largement plus que les besoins des PL (4,9 Mtep) et des VUL (2,5 Mtep).

A l'horizon 2050, le besoin en biodiesel et en biogaz (utilisés par les transports lourds), tels que prévus par le scénario de référence qui suppose la cohabitation avec des PL électriques, est respectivement de 35 TWh et 40 TWh. Les besoins énergétiques de l'ensemble PL, bus et VUL sont pour leur part évalués à 95 TWh toutes énergies confondues (respectivement 57 TWh, 9,3 TWh et 29 TWh).

Dans le scénario SNBC, il est important de noter que les besoins énergétiques des poids lourds sont calculés en prenant en compte de fortes augmentations d'efficacité énergétique. Ainsi la consommation énergétique des PL en 2050 est prise égale à 21 l/100 km pour l'ensemble des poids lourds diesel tous PTAC confondus (31 l/100km pour les véhicules longue distance 40 t en 2020), et à 15,1 kg/100 km pour les PL gaz tous PTAC confondus (27 kg/100 km pour les tracteurs 40 t en 2020). Il faut noter que les gains de consommation pour les PL tous PTAC confondus ont été de seulement 10 % de 1998 à 2018 en France. Plusieurs membres des GT estiment que cette réduction de 32 % de la consommation est irréaliste. Selon le bilan annuel des transports 2019, le gain de consommation entre 2014 et 2019 a été de 0,8 % par an.

Par ailleurs, un bilan de disponibilité de la biomasse a été effectué dans le cadre des travaux de la stratégie bas carbone, exprimé en TWh PCS. Le bilan global y apparaît légèrement déficitaire, les besoins pour les différents secteurs (transports, bâtiment, agriculture, énergie) de 460 TWh PCS n'étant pas complètement couverts par les ressources identifiées (430 TWh).

Graphique 4 : Consommation d'énergie et émissions de GES des transports en 2015, 2030 et 2050 selon la SNBC



Hypothèses retenues au 1^{er} janvier 2020 par la Stratégie Nationale Bas Carbone en métropole (MTE, 2020)

1.5. Le biogaz

La France a produit approximativement 11 TWh de biogaz en 2019. Carbone 4 a recensé les estimations de différentes organisations concernant le potentiel de biométhane mobilisable en 2050⁹. Celles-ci varient entre 39 TWh (ICCT) et 322 TWh (Ademe) (cf. *Graphique 5*). De plus, s'il fallait assurer la consommation de 100 % du parc de PL, il faudrait 216 TWh de biogaz avec les rendements actuels.

La SNBC compte sur un potentiel de 40 TWh pour le transport routier en 2050, ce qui représente 70 % de la consommation énergétique du parc de PL à cette échéance, en prenant en compte les gains énergétiques

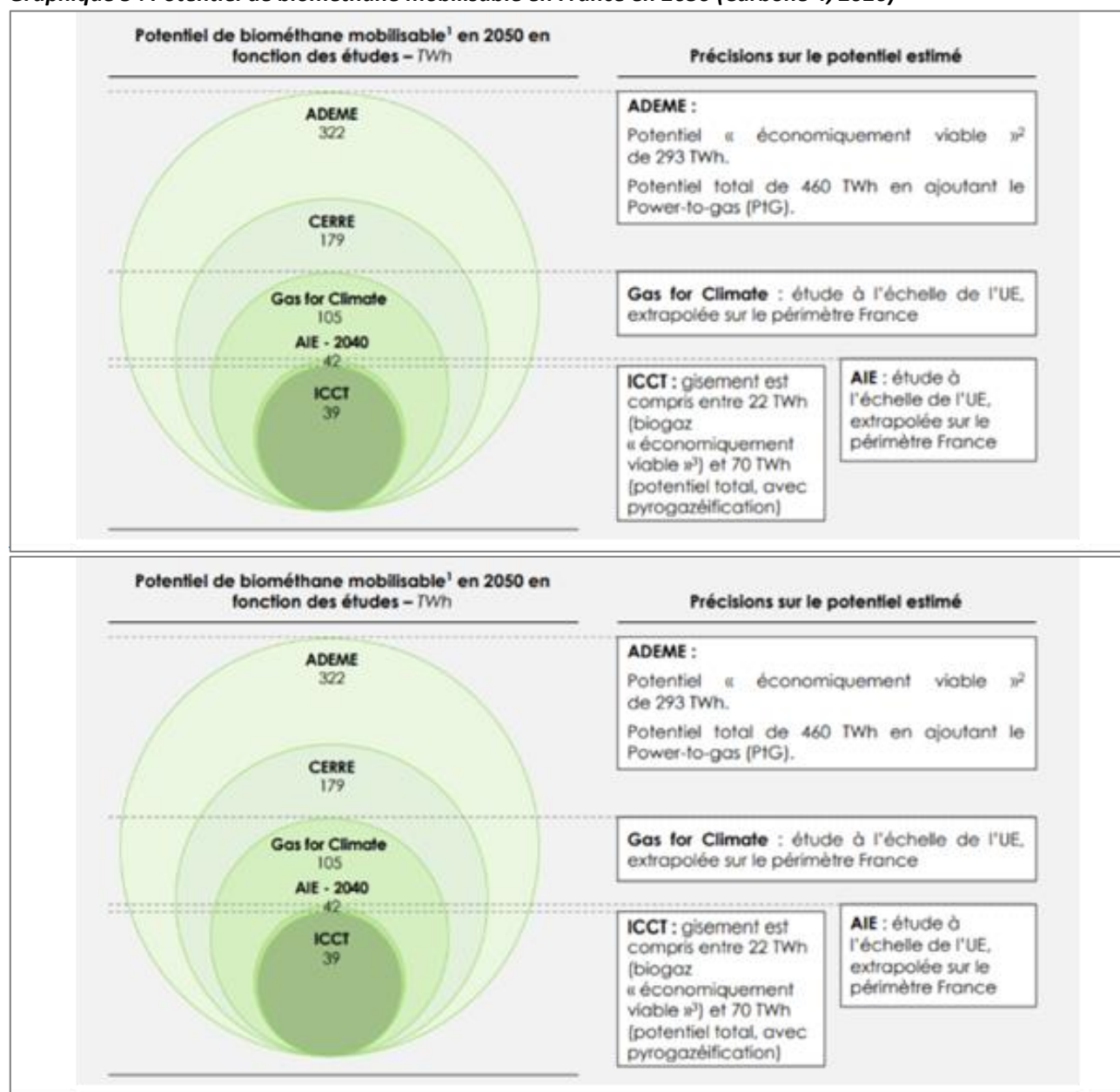
⁹ Carbone 4, Novembre 2020. Transport routier : quelles motorisations alternatives pour le climat ?

vus plus haut, et 55 % de la consommation de l'ensemble PL, VUL, bus et autocars. NB : ces résultats s'appuient sur les hypothèses de rendements très optimistes évoquées plus haut.

En termes d'émissions de GES en cycle de vie, selon le consortium JRC¹⁰, l'analyse « well to wheel » du biométhane permet de placer celui-ci en tête des solutions de décarbonation du transport routier. Son cycle complet de production et de transport n'émettrait selon le consortium que **8 g de CO_{2eq}/tkm** en 2025. Ce résultat le place devant les HVO (biocarburants à base d'huile hydro-oxygénées, 10 gCO₂/tkm) et devant un mix 75 % ERS – 25 % véhicules à batteries (22 gCO₂/tkm) (JRC, 2020). Cette valeur est corroborée par les études de l'Ademe (cf. *fiche 3.1. « Biogaz : disponibilité 2030 et 2050, coût 2021, 2030, 2050, ACV et fuites »*).

Une problématique particulière au gaz pour véhicules est celle des fuites : celles-ci se produisent en effet lors de la production (difficulté de séparer méthane et dioxyde de carbone qui sont co-produits), du transport (étanchéité imparfaite), du stockage (maîtrise de la pression par évacuation dans l'atmosphère) ou encore lors de la combustion imparfaite.

Graphique 5 : Potentiel de biométhane mobilisable en France en 2050 (Carbone 4, 2020)



¹⁰ JRC, Joint Research Center de la Commission européenne

On estime à quelques pourcents ces fuites. Or il suffit de 3,5 % de fuites pour annuler les bénéfices en matière d'émissions de GES du biogaz par rapport au diesel, le pouvoir de réchauffement à 25 ans du méthane étant 84 fois supérieur à celui du CO₂. Pour un impact significatif sur les émissions de GES du fret routier, il faudrait pouvoir garantir des niveaux de fuites sur l'ensemble de la chaîne de production-distribution-combustion inférieurs à 1%.

Par ailleurs, d'autres besoins en biogaz existent, qui peuvent entrer en concurrence avec l'usage transport, (quasiment rien aujourd'hui) : la production de chaleur et d'électricité (en particulier aux heures de pointe de l'hiver), le chauffage des bâtiments, l'usage industriel.

Le biogaz pour la décarbonation des transports est une solution comportant ainsi plusieurs risques majeurs : sa disponibilité n'est pas assurée, aussi bien vis-à-vis du gisement dont l'estimation est difficile, de la concurrence entre usages que des quantités nécessaires au vu des consommations kilométriques des moyens de transport qui pourront réellement être atteintes. Son impact en termes de décarbonation peut de plus être annulé par le phénomène des fuites tout au long de la chaîne de production/transport/combustion qui semble difficilement maîtrisable.

1.6. Le biodiesel

Il existe actuellement deux types principaux de biodiesel en France : le B7 et le B10 qui peuvent contenir respectivement jusqu'à 7 % et 10 % de biocarburant de type EMAG (Esters méthyliques d'acides gras : biocarburants produit à partir d'huiles végétales ou animales) (DGCRF, 2018). En 2019, 7,3 % de l'énergie contenue dans le diesel en France provenait de biocarburants (MTE, 2021). Cela représente 2,804 Mtep en 2019 soit 29,4 TWh, dont environ 1 Mtep est en importation nette. En ce qui concerne l'essence, 7,6 TWh sont issus des biocarburants en 2019¹¹ (cf. fiche 3.2. « Biodiesel : disponibilité 2030 et 2050, coût 2021 et 2030, ACV »).

Dans la stratégie nationale bas carbone, ce taux d'incorporation est appelé à atteindre 12 % en 2030 puis 100 % en 2050 (MTE, 2020). La SNBC prévoit ainsi une consommation de 44 TWh issue de biocarburants en 2050, dont 35 TWh pour le biodiesel. Ceci suppose une adaptation des moteurs thermiques.

Enfin, comme évoqué au §1.1, la production de biodiesel sera en concurrence avec la production de bio kérosène pour l'aviation commerciale, qui devrait être très supérieure à 100 TWh à l'horizon 2050. On peut douter que la production française de biodiesel passe de 22 TWh à plus de 135 TWh, pour alimenter à la fois l'aviation commerciale et le transport routier.

En matière d'émissions, l'analyse « well to wheel » du biodiesel correspond à une valeur de **35 gCO₂/tkm** (JRC). Ce résultat le place derrière les HVO (biocarburants à base d'huile hydro-oxygénées, 10 gCO₂/tkm), derrière le bioGNV (8 gCO₂/tkm). Un camion roulant au diesel pur correspond selon le JEC à une ACV de **63 gCO₂/tkm** (JRC, 2020). Il est important de noter que ces valeurs d'émissions sont très dépendantes des hypothèses prises dans le changement d'affectation des sols pour produire les bio-carburants : par exemple, le bilan est plus favorable lorsqu'il est considéré que les co-produits du biocarburant (alimentation pour le bétail comme les tourteaux de colza) se substituent à des importations qui auraient entraîné une déforestation.

Ainsi le biodiesel apparaît comme une énergie dont le potentiel est limité. Ses émissions du puits à la roue sont très dépendantes des filières de production et des hypothèses prises dans le changement d'affectation des sols pour sa production ; leur ordre de grandeur correspond à environ la moitié des émissions du diesel selon le JRC.

Ainsi, la décarbonation du transport routier de marchandises par le biogaz et le biodiesel est atteignable si :

¹¹ Source : Energy Balance sheets de la France. Eurostats 2020

- la disponibilité de la ressource de biomasse d'une part et son affectation aux mobilités routières sont confirmées
- les gains énergétiques pris en hypothèse sont réalisés
- les fuites de biométhane lors des production/distribution sont maîtrisées bien en dessous de 3 %.

1.7. L'électrique-hydrogène

Une analyse de l'ensemble du processus de production d'électricité en amont du moteur électrique d'un véhicule met en évidence que le recours à l'hydrogène « propre » issu d'électrolyse de l'eau nécessite 3 fois plus d'énergie électrique qu'en passant par des batteries, ce résultat étant principalement lié à l'électrolyse de l'eau, à la compression et au transport et ne prenant pas en compte les fuites. Ce ratio pourrait baisser à 2 – 2,2 entre 2030 et 2035 avec l'électrolyse haute température en développement (1^{ère} installation industrielle en France¹² prévue en 2031) (cf. *fiche 3.4. « Hydrogène : disponibilité, coût France, ACV (2030, 2040, 2050) »*).

L'hydrogène peut aussi être produit par vapo-réformage de méthane avec capture et séquestration du CO₂. Le bilan en ACV est alors moins bon et il n'y a pas de visibilité sur les lieux de stockage ce qui rend cette solution tout aussi incertaine. Il devrait alors être transporté sur de longues distances à un coût élevé.

Par ailleurs, l'analyse bibliographique menée par le groupe a mis en évidence les incertitudes fortes sur le coût de production de l'hydrogène (5 à 10 €/kg selon les sources d'électricité envisagées), sur les coûts de distribution (0,8 €/kg à 4,6 €/kg) et sur les coûts des PL hydrogène (facteur de plus de 2 selon les études). Ces incertitudes semblent nettement supérieures à celles liées aux PL à batterie.

La disponibilité d'hydrogène bas carbone pour les mobilités est une question ouverte, à la fois à cause des besoins énergétiques et parce qu'elle devrait composer avec les besoins des chimies, pétrochimies, aciéries et fret maritime qui n'ont pas d'autre solution de décarbonation que le recours à l'hydrogène « vert ».

Une solution à base de thermolyse de biomasse puis de vapocraquage est en développement (*pilot plant*) et pourrait avoir un bilan CO₂eq très favorable sans consommer d'électricité et pourrait ainsi constituer, au moins partiellement une solution pour le fret routier longue distance. Son évaluation par l'Ademe est en cours au moment où nous concluons ce rapport.

Ainsi la solution électrique à pile à combustible et hydrogène (propre et issu d'électrolyse de l'eau), outre sa forte consommation d'énergie électrique, son indisponibilité en masse et à coût compétitif ne semble pas constituer une solution de décarbonation crédible avant le milieu des années 2030. Elle ne semble ainsi pas une solution permettant la décarbonation massive du transport routier dès 2030.

1.8. L'électrique à batterie, l'électrique ERS et leur comparaison détaillée

Caractéristiques et coûts des batteries, éléments clefs de ces deux solutions

Le groupe a débattu des perspectives en matière de chimie, de densité énergétique massique, de vitesse de recharge, de durabilité et de coût des batteries. Les conclusions sont résumées dans le tableau ci-après : (cf. *fiche 2.4. « Coût, capacité de stockage, vitesse de recharge, durabilité, ACV des batteries 2025, 2030, 2040, 2050 »*).

¹² Projet de Genvia, filiale du CEA et de Schlumberger, créée en mars 2021

	Aujourd'hui		Visible 2025		2030	
	NMC 6.2.2 & 7.1.2	LFP	NMC 8.1.1 ou 85/10/5	LFP	NMC évolution	Solid State anode Li métal
Densité massique cellule (Wh/kg)	265	170	300	200	350	(450)
Densité massique pack (Wh utiles/kg)	160	140	200	180	220	(380)
Vitesse de recharge (pour 80 % de la capacité)	30-40 min		30 min			(20 min)
Durabilité charge lente (Nb de cycles 1C/1C avec capacité résiduelle > 75 %)	2 000	≈ 4 000	2 000	≈ 4 000	2 000	2 000
Coût du pack (\$/kWh)	150 \$	< 150 \$	100 \$	60-70 \$	80 \$	(>100 \$)

Les éléments mis entre parenthèses dénotent une forte incertitude à ce jour pour 2030 selon plusieurs experts.

Émissions de CO₂ des batteries et émissions comparées par rapport au diesel sur la durée de vie

En termes d'ACV des batteries, différentes sources (cf. *fiche 2.4.*) permettent de retenir des valeurs conservatrices d'émissions de CO₂eq du cycle de vie des batteries de 70 kgCO₂eq/kWh en 2025-2030 et de 50 kgCO₂eq/kWh en 2040.

Le tableau ci-dessous fait ainsi le bilan des émissions des batteries et de l'exploitation d'un poids lourd électrique selon deux hypothèses de taille des batteries (350 kWh utiles avec ERS et 1200 kWh utiles) et en considérant que la consommation énergétique des PL électriques est de 1,4 kWh/km en 2025, 1,3 en 2030 et 1,2 en 2040. La consommation du PL diesel est prise égale à 33l/100 km en 2025 et 30l/100 km en 2040 (facteur d'émission diesel du puits à la roue, retenu, de 3,25 kgCO₂eq/l) (cf. *fiche 2.3.* détaillant les hypothèses prises en compte dans le calcul).

L'empreinte carbone sur le cycle de vie de l'ERS est estimée plus loin. L'hypothèse prise dans le calcul ci-dessous est un majorant de 1 t par Mkm d'usage de l'ERS par camion.

L'empreinte carbone en cycle de vie du camion électrique par rapport à celle du camion diesel deviendrait alors :

tCO ₂ eq pour un camion ¹³ avec ..	batterie de 350 kWh et ERS ¹⁴	batterie de 1 200 kWh	...moteur diesel
Empreinte électricité seule ¹⁵ (gCO ₂ eq/kWh)	800 000 km 1,40 kWh/km (1,3 en 2030, 1,2 en 2040)	800 000 km 1,40 kWh/km (1,3 en 2030, 1,2 en 2040)	800 000 km 33l/100km (puis 30 en 2030)
France 2025 50	93	157	858 ¹⁶ 780
Europe 2025 ¹⁷ 187	273	337	
Europe 2030 ¹⁸ 132	181	226	
Europe 2030 (CE) ¹⁹ 100	145	187	
Europe 2040 ²⁰ 80	110	155	

On voit donc qu'à mesure que l'électricité va se décarboner en Europe, la différence deviendra considérable. Elle est déjà considérable en France, de l'ordre d'un facteur 10. Elle serait en Europe d'un facteur 4 en 2030, et mieux encore si l'électricité se décarbone plus vite avec le « New Green Deal » européen.

Ce tableau montre aussi que, lorsque l'on se place dans les conditions d'émissions de l'électricité de la France en 2025, les émissions moyennes d'un PL longue autonomie, comprenant les émissions de la batterie et les émissions liées à l'exploitation, sont de l'ordre de 7 g/t.km.

Hypothèses retenues pour les PL électriques

Afin de comparer la solution ERS à une solution de référence électrique à batterie, le groupe a débattu de l'autonomie du PL à batterie de référence. Deux options ont été envisagées :

La première option correspond à une autonomie de l'ordre de 400 km, correspondant à 4h30 de conduite, durée au terme de laquelle une pause obligatoire doit être prise par le chauffeur. Cette option correspond à une capacité de batterie de 700 kWh, en supposant une consommation moyenne de 1,4 kWh/km et une utilisation de la batterie sur une plage de taux de chargement comprise entre 10 et 90 %. La recharge de 560 kWh, correspondant aux 400 km, doit pouvoir être faite sur une durée de l'ordre de 30 mn, en considérant la pause réglementaire du chauffeur de 45 mn et la perte de temps liée à la recherche de la borne. Ceci équivaut à une puissance de chargeur de l'ordre de 1 MW. Ces chargeurs doivent de plus être très accessibles pour éviter toute panne sèche et toute perte de temps significative vis-à-vis de l'exploitation du PL. Cette situation reviendrait ainsi à équiper la quasi-totalité des 30 000 places de parking disponibles sur le réseau concédé de chargeurs haute puissance. Cette situation n'a pas semblé envisageable par le groupe au vu des

¹³ L'empreinte CO₂ de la fabrication du camion, dans les deux cas, n'est pas considérée. On considère aussi que la batterie n'est plus utilisée en fin de vie du camion, ce qui est conservateur.

¹⁴ Supposé utilisé à 50 % du kilométrage/consommation

¹⁵ En prenant ensuite dans le calcul des pertes liées à la distribution de l'électricité et à la recharge des batteries soit un rendement de 85 %

¹⁶ Y compris les émissions amont du diesel : 21,0 % de la combustion soit au total 3,25 kg CO₂eq/litre de gasoil. Source : Ademe « Facteurs d'émissions amont et combustion des principaux combustibles fossiles liquides pour la France ».

¹⁷ « Stated Policies scenario » de l'Agence Internationale de l'Énergie. Le « New Green Deal » de l'Europe est plus ambitieux.

¹⁸ Idem avec une batterie à 50 kgCO₂eq/kWh et une consommation réduite à 1,3 kWh/km

¹⁹ Objectif pessimiste de l'empreinte de l'électricité de la Commission européenne, avec une batterie à 50 kgCO₂eq/kWh et une consommation réduite à 1,2 kWh/km

²⁰ Idem avec une batterie à 50 kgCO₂eq/kWh et une consommation réduite à 1,2 kWh/km

risques de panne si une borne n'est pas trouvée suffisamment rapidement par le chauffeur ainsi que des appels de puissance engendrés par les recharges rapides ; les contraintes de maintenance et de gardiennage de ces bornes, qui peuvent difficilement être assurées sur toutes les aires de repos, constituent aussi une difficulté importante du scénario.

La deuxième option envisagée correspond à une autonomie de 700 km (capacité de batterie d'environ 1 200 kWh) utiles et vendu soit 1 300 kWh réels), correspondant à une journée d'exploitation d'un PL. Cette option nécessite également le déploiement d'un grand nombre de chargeurs, mais de puissance nettement inférieure. En effet, la pause réglementaire au terme d'une journée de conduite étant de 10 h, 9 h au minimum, un chargeur de 200 kW est suffisant pour recharger la batterie. Cette valeur est également retenue par les travaux effectués en Suède de Börjesson (The economics of electric roads, Börjesson *et al.*, Transportation Research Part C, 2021²¹). Cette valeur a ainsi été retenue pour constituer le scénario de référence « PL électrique longue autonomie ».

Hypothèses retenues pour les PL électriques ERS

Un sous-groupe spécifique a été mis en place pour définir les hypothèses à retenir concernant les PL équipés pour l'ERS. Les travaux ont notamment bénéficié d'un outil de calcul mis au point par le Comité national routier (CNR) pour calculer les coûts totaux de possession et coûts kilométriques.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des principales hypothèses prises :

Hypothèses et postes de coût	Diesel	ERS caténaire	ERS rail	ERS induction	Batterie longue autonomie
Conditions d'exploitation	idem	idem	idem	idem	idem
Chauffeurs	idem	idem	idem	idem	idem
Infrastructure routière	Péage autoroutier	Péage autoroutier + redevance 11c€/km	Péage autoroutier + redevance 14c€/km	Péage autoroutier + redevance 12c€/km	Péage autoroutier
Energie	Prix gazole sur réseau public (38 %) et à la cuve (62 %)	Prix d'électricité sur ERS (11c€/kWh, 80 % des km), sur bornes (30 c€, 5 %) et au dépôt (11,6 c€, 15 %)	Prix d'électricité sur ERS (11 c€/kWh, 80 % des km), sur bornes (30 c€, 5 %) et au dépôt (11,6 c€, 15 %)	Prix d'électricité sur ERS (11 c€/kWh, 80 % des km), sur bornes (30 c€, 5 %) et au dépôt (11,6 c€, 15 %)	Prix d'électricité sur bornes (30 c€, 70 %) et au dépôt (11,6 c€, 30 %)
Maintenance	Référence	Par rapport au diesel, +10 % de surcoût d'entretien des pneumatiques et -40 % de coût d'entretien-réparations.	Par rapport au diesel, +10 % de surcoût d'entretien des pneumatiques et -40 % de coût d'entretien-réparations.	Par rapport au diesel, +10 % de surcoût d'entretien des pneumatiques et -40 % de coût d'entretien-réparations.	Par rapport au diesel, +10 % de surcoût d'entretien des pneumatiques et -40 % de coût d'entretien-réparations.
Financement et détention du véhicule	Amortissement sur 6 ans	Amortissement sur 8 ans, coûts identiques au diesel.	Amortissement sur 8 ans, coûts identiques au diesel.	Amortissement sur 8 ans, coûts identiques au diesel.	Amortissement sur 8 ans, coûts identiques au diesel.
Coût supplémentaire d'équipement des véhicules par rapport au diesel	/	Batterie 350 kWh, 100 €/kWh (scenario A), 70 €/kWh (scenario B). Surcoût pantographe 10 000 €	Batterie 350 kWh, 100 €/kWh (scenario A), 70 €/kWh (scenario B). Surcoût équipement rail 3000 €	Batterie 350 kWh, 100 €/kWh (scenario A), 70 €/kWh (scenario B). Surcoût équipement induction 3000 €	Batterie 1200 kWh, 100 €/kWh (scenario A), 70 €/kWh (scenario B).

²¹ Lien :

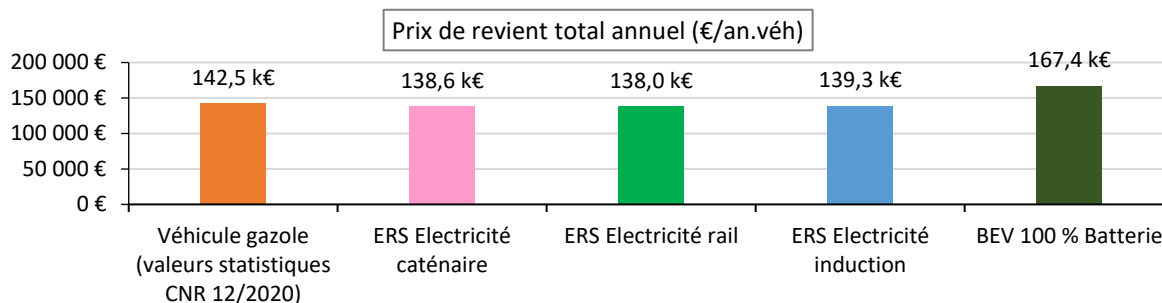
<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0968090X21000255?token=7898314F5A6EA5F0C3F6F286417E9123D7B70FF04DFD113F6BDBA13528C4BC2A777F05C1EAD5FDEA32859F535BAA79E8&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210901143743>

Hypothèses et postes de coût	Diesel	ERS caténaire	ERS rail	ERS induction	Batterie longue autonomie
Coût fixe d'équipement interne pour l'approvisionnement d'énergie	/	Sous station de 500 000 €, amortie sur 25 ans et répartie sur 20 véhicules. Borne de recharge 70 000 € répartie sur 20 véhicules.	Sous station de 500 000 €, amortie sur 25 ans et répartie sur 20 véhicules. Borne de recharge 70 000 € répartie sur 20 véhicules	Sous station de 500 000 €, amortie sur 25 ans et répartie sur 20 véhicules. Borne de recharge 70 000 € répartie sur 20 véhicules	Sous station de 500 000 €, amortie sur 25 ans et répartie sur 20 véhicules. Borne de recharge 70 000 € répartie sur 6 véhicules
Assurances	Idem	Idem	Idem	Idem	Idem
Coûts fixes de structure	Idem	Idem	Idem	Idem	Idem

Il est important de noter que les coûts de l'énergie électrique sur ERS, ainsi que la redevance kilométrique sont issus d'une première analyse précédant les simulations de trafic.

La valeur de 350 kWh a été retenue pour les batteries des PL ERS, correspondant à 200-250 km d'autonomie. Cette valeur correspond à la valeur nécessaire pour couvrir l'ensemble du territoire dès la phase 1 de développement du réseau (en considérant que le PL se recharge à destination) ; cette valeur a aussi guidé l'établissement du réseau de déploiement de l'ERS, en considérant que tout point du territoire devait être à moins de 100 km de l'ERS, le PL, en considérant qu'il sort chargé de l'ERS, pouvant ainsi desservir sa destination et revenir sur l'ERS (cf. *fiche 1.2.*). Par ailleurs, une analyse des tronçons critiques, en termes de consommation énergétique, a été menée. Ces tronçons correspondent aux fortes pentes rencontrées sur le réseau. Le cas le plus critique (col de Fau-Grenoble avec un vent de face de 40 km/h), correspond à une consommation énergétique de l'ordre de 85 kWh, couverte par la capacité de la batterie envisagée de 350 kWh (cf. *fiche 1.2.*).

En prenant pour hypothèse un coût de l'électricité sur l'ERS de 16 c€/kWh, ces hypothèses aboutissent aux coûts totaux de possession suivants (cf. *fiche 2.1.*) :



Sous les hypothèses vues plus haut, les coûts totaux de possession des différentes options d'ERS sont très légèrement inférieurs à celui du PL diesel. Le coût total de possession du véhicule électrique longue autonomie, qui intègre les coûts des bornes de recharge dans le coût de l'électricité fournie par ces bornes, est pour sa part nettement supérieur (environ 20 % de plus que les solutions ERS).

Il convient de noter que le coût total de possession du PL électrique longue autonomie est réduit de 7 % (156 000 €) lorsque l'on prend pour hypothèse un usage optimisé des bornes permettant un prix de l'électricité livrée à 20 c€/kWh. Le coût de possession qui en résulte reste donc encore nettement supérieur aux prix des alternatives diesel ou ERS.

Des éléments de coût des bornes de recharge ont par ailleurs été recueillis par le groupe. Les bornes jusqu'à une puissance de 200 kW sont disponibles sur le marché. Les bornes de 350 kW sont développées par deux fabricants, sans être utilisées au maximum de leur potentiel car le véhicule le plus puissant à ce jour (Porsche Taycan) appelle 250 kW pendant les 30 premiers pourcents de la charge.

Les bornes de puissance supérieure sont encore au stade du développement.

Le ministère des transports suédois retient les coûts suivants en fonction des puissances (comprenant les coûts de raccordement) :

Niveau des coûts	Chargeur de dépôt (50 kW)	Chargeur semi-public (350 kW)	Chargeur public (600 - 800 kW)
Bas	200 €/kW (AC)	400 €/kW	420 €/kW
Moyen	400 €/kW (DC)	500 €/kW	525 €/kW
Haut	600 €/kW (DC)	600 €/kW	630 €/kW

Ces ratios sont corroborés par une étude de Transport et environnement (« Unlocking electric trucking in the EU : recharging in cities »).

Les travaux du groupe mènent par ailleurs à un ratio de coûts de raccordement de l'ordre de 200 €/kW pour des sites de 10 MW, ce ratio étant similaire aux hypothèses prises par le ministère suédois des transports.

Il est important de noter que ces ratios restent prospectifs et devront être confirmés par l'expérience. Des coûts bien supérieurs ont été constatés par le groupe, de l'ordre de 1 000 €/kW pour les bornes de 350 kW.

1.9. Eléments de comparaison internationale : Allemagne, Suède

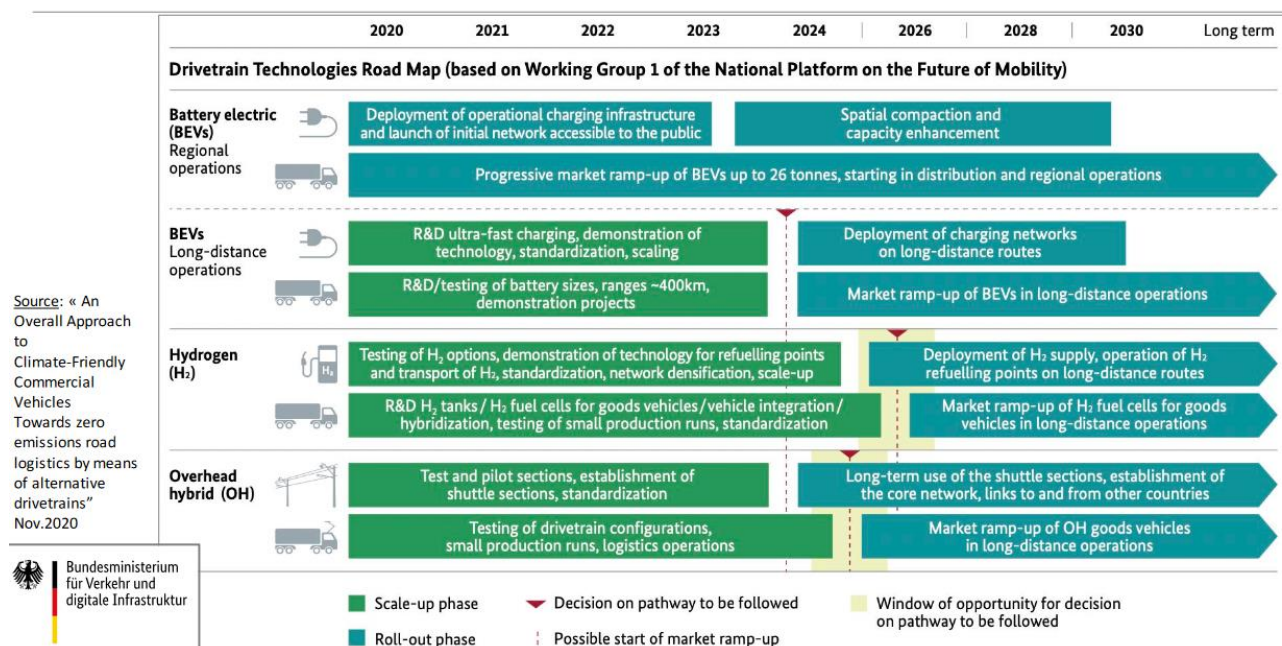
L'Allemagne a mis en place un groupe de travail chargé d'examiner les façons de décarboner les poids lourds, en examinant plus particulièrement la question de l'électrification dans le cadre de sa « National platform for the future of mobility ».

Les solutions examinées sont notamment :

- Les camions électriques à batterie
- Les camions à pile à combustible
- Les camions hybrides utilisant des ERS à caténares.

Une des conclusions est qu'il existe un consensus sur le fait que les camions électriques à batterie sont adaptés à la distribution et au transport régional, et qu'une offre sera disponible pour ces marchés à partir de 2021. Ainsi, le développement de l'infrastructure de recharge adaptée sera soutenu jusqu'en 2023.

Pour l'ensemble des segments, une feuille de route a été proposée, synthétisée dans le schéma qui suit.



Cette feuille de route fait ainsi apparaître des « fenêtres » où les décisions sur les le PL à batterie longue autonomie, l'autoroute équipée de caténares et l'hydrogène doivent être prises : respectivement début 2024, fin 2024 et courant 2026.

La feuille de route ne prend pas position sur le biogaz, mais relève la question des fuites, dont l'ordre de grandeur est susceptible d'annuler les gains d'émissions de CO₂ permis par l'origine non fossile du gaz.

La Suède a pour sa part mené une mission gouvernementale entre octobre 2020 et février 2021 sur le déploiement de la route électrique. La solution de route électrique a été comparée à un scénario de référence comprenant une trajectoire accélérée de la décarbonation du diesel et des progrès en matière de batteries et de réseau de recharge.

Le réseau pris en compte est de 2000 km en 2030, et 1000 km supplémentaires en 2035, en visant une réduction de 50 % des émissions des véhicules lourds. Les capacités des batteries sont de 1000 kWh sans ERS, et 300 kWh avec ERS.

Un des principaux résultats est que le potentiel d'utilisateurs est de 25 % du trafic sur le réseau équipé ; une des causes de ce ratio faible est le progrès pris en hypothèse sur les batteries. La solution d'autoroute électrique s'avère par ailleurs moins rentable que la décarbonation du diesel, qui se heurte cependant à la disponibilité de la biomasse.

La mission suédoise maintient ainsi une neutralité technologique, considérant que, compte tenu des niveaux TRL (Technology Readiness Level ou niveau de maturité technologique) des différentes solutions, les coûts ne sont pas définitifs et que son choix est dépendant du choix d'autres pays. Constatant que les flux captés par l'ERS sont très dépendants de l'évolution des autres technologies (batteries, hydrogène), elle recommande ainsi une approche par étape, permettant de surveiller l'évolution technologique des alternatives à l'autoroute électrique.

1.10. La nécessaire approche européenne

L'ERS sera européen ou ne sera pas, tant les trajets longue distance des poids lourds et VUL traversent l'Europe en tous sens. Il nous semble nécessaire de rappeler quelques chiffres qui montrent que tous les pays n'accorderont pas la même importance à cette question, et pas avec les mêmes paramètres en tête.

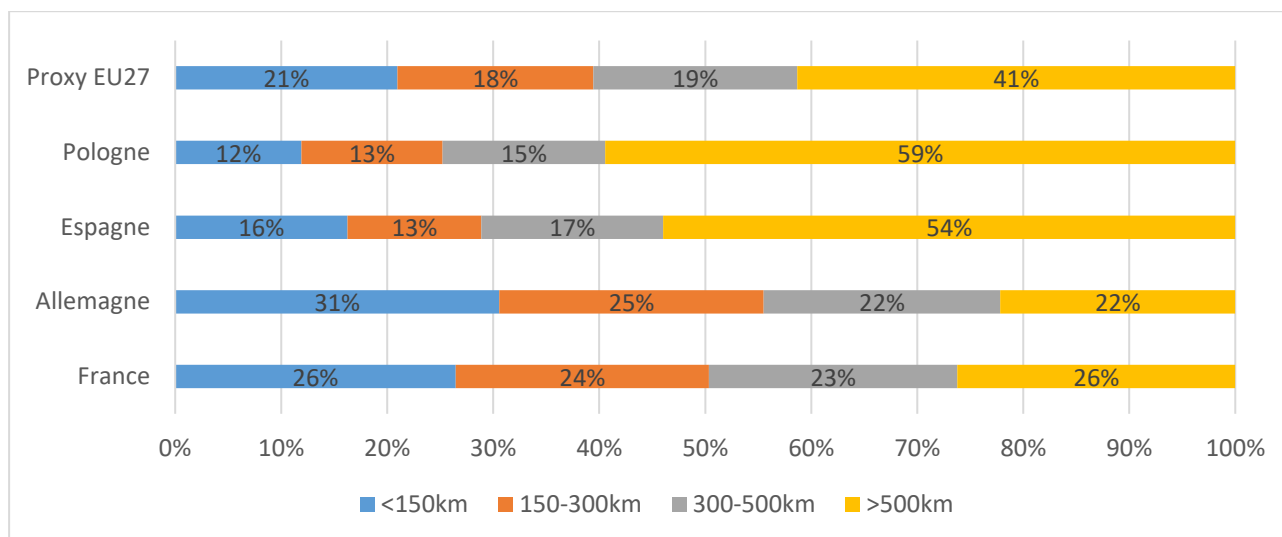
Transport de marchandise par route selon le pavillon du transporteur. Source Eurostat, 2018.

Goods Transport by road ²²	Mt.Km
EU - 27	1 819 289
Poland	348 952
Germany	311 875
Spain	249 559
France	174 061
<i>(United Kingdom)</i>	<i>160 831</i>
Italy	137 986
Netherlands	68 337
Romania	61 041
Lithuania	53 117
Sweden	42 604

Graphique 6 : Fret selon la longueur des trajets origine-destination (en Mt.km)²³

²² Goods Transport by road, EUROSTAT 2018

²³ Annual road freight transport, by distance class, EUROSTAT. Pologne et France : 2018, Espagne et Allemagne : 2016. EU27 mixé.



On se souviendra aussi que la proportion de VUL/PL est différente par pays (voir § 1.1).

Enfin le prix de l'électricité pour les gros consommateurs que seraient les opérateurs d'ERS est lui aussi très variable en Europe, de 41-45-49 €/MWh pour la Suède, la Belgique et la France à 77-81-85 €/MWh pour l'Allemagne, l'Italie et la Pologne sans oublier la Grande-Bretagne à 134 €/MWh²⁴.

2. Part possible de l'ERS et impact CO₂

2.1. Scénarios de référence envisagés

Le scénario de référence de la stratégie nationale bas carbone, dit « AMS » (avec mesures supplémentaires) est le scénario de référence pour l'évaluation des projets de l'Etat. Nous l'avons vu, ce scénario repose, pour les PL, sur une substitution progressive des PL diesel par des PL au gaz, les parts respectives des PL de ces deux énergies dans le parc étant respectivement de 86 % et 12 % en 2030, pour 24 % et 51% en 2050, les autres PL étant des PL électriques à batterie.

Ce scénario de référence de la SNBC devra bien évidemment évoluer avec la réglementation sur les camions de 2019 ainsi qu'avec le New Green Deal de l'Europe.

Cependant, afin de simplifier la comparaison des solutions et de mieux éclairer les conditions d'une transition vers l'ERS en 2030, une solution thermique de référence a été utilisée, correspondant au prix du diesel envisagé en 2030 par le scénario AMS (1,33 €/l), en prenant en compte également une amélioration de l'efficacité énergétique (consommation de 29,4 l/100 km) et en supposant une convergence des coûts kilométriques des solutions diesel et gaz.

Nous avons laissé de côté la solution des biocarburants (cf ci-dessus §1.5 et 1.6) qui pourrait être une bonne solution si et seulement si leur disponibilité à l'horizon 2050 était assurée en parallèle avec les besoins d'autres grands consommateurs et si les fuites de biogaz peuvent être maîtrisées à un niveau très bas (<1 %), ce qui dépasse le cadre de ce rapport.

Il a donc été considéré un deuxième scénario de référence, correspondant à des PL électriques à longue autonomie (700 à 800 km, 1200 kWh de capacité de batterie), ceux-ci apparaissant au groupe comme une solution plus pertinente que celle de PL aux autonomies moindres mais qui seraient dans la nécessité de se recharger à chaque pause réglementaire (toutes les 4 h 30) sur des chargeurs de forte puissance (environ 1

²⁴ Source : Eurostat « Prix de l'électricité pour client non résidentiel - données semestrielles » >150 GWh/an

MW)²⁵ à cause d'un temps de pause en général limité à 40 minutes. Il est donc supposé que les PL électriques longue autonomie peuvent être rechargés lors de la pause longue du chauffeur (d'une durée réglementaire de 9 à 10 h), l'autonomie étant suffisante pour une journée d'exploitation, sur des chargeurs de puissance de l'ordre de 200 kW. La masse des batteries de ces poids lourds est de 6 tonnes ; compte tenu du différentiel de poids entre une chaîne de traction thermique et une chaîne de traction électrique, en faveur de la chaîne de traction électrique, la perte de capacité d'emport est de l'ordre de 3 à 4 tonnes par rapport à un PL diesel.

Le PL à hydrogène a semblé moins mature au groupe ; les éléments de coût issus de la littérature sont beaucoup plus dispersés que ceux des solutions à batterie. La production d'hydrogène vert implique par ailleurs une augmentation de la production d'électricité dont les coûts sont très dépendants des hypothèses prises. Le PL H₂ ne semble pas suffisamment mature pour constituer une solution de décarbonation dès 2030. Pour l'ensemble de ces raisons, le PL H₂ ne constitue pas un scénario de référence dans le cadre de la présente approche.

2.2. Scénario envisagés

Les travaux du groupe 1 ont permis d'établir que la puissance transférée aux PL nécessaire est de l'ordre de 400 kW (cf. § 2.4 et fiche 2.5. « Capacité des batteries nécessaires en ERS et pour les PL électrique longue autonomie »). Les travaux du groupe 2 ont montré que cette puissance ne semble pas atteignable en l'état actuel et prévu des différentes solutions d'induction lorsque seul le tracteur est équipé de boucles d'induction. L'équipement des remorques est pour sa part jugé peu compatible avec les méthodes actuelles d'exploitation des transporteurs.

Les travaux de simulation se sont donc concentrés sur deux solutions techniques :

- l'équipement du réseau par caténaires
- l'équipement du réseau par rail au sol, permettant l'accès des VP et VUL à l'ERS.

Une solution de PL hybride diesel/électrique-ERS, vue comme une solution de transition vers des PL ERS entièrement électriques, a également été examinée, le groupe considérant que les coûts d'une telle solution seront identiques à terme à la solution PL ERS électrique, les surcoûts de la traction diesel étant compensés par l'écart de taille de batterie entre les deux solutions.

Trois prix de l'électricité sur l'ERS ont été testés : 10, 15 et 20 c€/kWh. Des simulations complémentaires et secondaires ont également été réalisées avec une hypothèse de 22 c€/kWh.

L'interopérabilité avec les VP a été examinée en considérant les hypothèses suivantes :

- scénario de parc véhicules particuliers issu de la stratégie nationale bas carbone : 16 % de véhicules électriques en 2030 et 94 % en 2050.

²⁵ Pour parcourir la distance couverte pendant 4 h 30 à 90 km/h, il faut 1,43 kWh/km x 90 km/h x 4,5 h = 580 kWh utiles. Comme une batterie peut être rechargée rapidement seulement de 10 à 80 %, la capacité réelle de la batterie devrait être au moins de 580/0,7=830 kWh et la recharge en 30 à 40 minutes nécessiterait donc une puissance de 870 à 1,160 kWh, quasiment 1 MW ! (580kWh/0,67 h à 580 kWh/0,5 h)

- un taux d'équipement pour l'ERS des véhicules électriques a été retenu à 20 %. Cette hypothèse nécessiterait d'être vérifiée, par exemple au moyen d'une enquête de préférences déclarées. Il est important de souligner que cette hypothèse est très dépendante du coût de l'équipement et du coût des batteries. Le groupe a proposé les valeurs suivantes pour les coûts de cet équipement :

	Systèmes de charge inductifs	Systèmes de charge conductifs au sol	Systèmes de charge conductif aérien
Véhicules particuliers	Similaire aux systèmes de charge statique, avec une boucle jusqu'à 2 fois plus grande pour des puissances vers 50kW. Impact encombrement faible mais à prévoir à la conception.	Système bras articulé pour contact rail. (vertical) Problèmes d'encombrement et de garde au sol. Réserves fortes.	Non réaliste pour VP
	est. surcoût : 1-2k€ pour VE	est. surcoût : 2-3k€ pour VE	N/A
Véhicules utilitaires légers	Idem VP, avec possibilité de mettre 2 boucles sur le véhicule. Impact encombrement faible mais à prévoir à la conception.	Système bras articulé pour contact rail (vertical). Problèmes d'encombrement et de garde au sol à résoudre à la conception. Réserves dû à la faible maturité de la solution pour les VULs	Non réaliste pour VUL
	est. Surcoûts 1-4K€ pour VE	est. surcoût : 3-5k€ pour VE	N/A

Références systèmes : Electreon, Vedecom

Références systèmes : ElonRoad, Alstom

Enfin, les membres du groupe ont mis à disposition des enquêtes sur l'utilisation des VUL permettant d'établir que 18 % des VUL.km correspondent à une utilisation longue distance avec une utilisation fréquente des autoroutes. Il a ainsi été considéré que la moitié de ces VUL.km étaient réalisés sur autoroute, la part sur le réseau ERS étant calculée au prorata de la longueur du réseau ERS par rapport au réseau autoroutier.

Attractivité des VP et VUL équipés ERS.

Pour les véhicules particuliers, l'ordre de grandeur du coût de l'équipement est de 2 à 3 000 €, correspondant à 20 à 30 kWh de batterie supplémentaire si l'hypothèse de 100 €/kWh est retenu, respectivement 28 et 42 kWh avec une hypothèse de prix de batterie à 70 €/kWh.

Les modèles de véhicules électriques du marché à longue autonomie présentent aujourd'hui des capacités de batterie de l'ordre de 100 kWh. Les possesseurs de VP faisant seulement quelques longs trajets par an se contenteront probablement un véhicule équipé ERS plutôt qu'un véhicule à batterie longue autonomie en comparant leurs coûts initiaux. Si le coût de l'équipement ERS descend sous 1 000 €, le choix de l'ERS avec 50 ou 60 kWh de batterie (et pas d'attente aux bornes de recharge) versus une batterie de 100 kWh sera très fréquent même à un coût de batterie de 70 €/kWh (1 000 € versus 2 800 à 3 500 €) et pas d'attente aux bornes de recharge.

Pour des VUL moyens ou gros rouleurs, le calcul des TCO (total cost of ownership) peut être effectué avec les hypothèses suivantes (assez conservatrices pour l'ERS) :

- Consommation de 37 kWh/100 km (\approx 8,8 l/100 km), une batterie sans ERS de 240 kWh pour une autonomie de 450 km versus une batterie de 160 kWh pour une autonomie de 300 km, toutes les deux avec recharge rapide. Le VUL à grosse batterie se recharge à 50 % « chez lui » à 0,10 €/kWh et à 50 % sur borne à 0,20 €/kWh. Le VUL à ERS le fait à 20 % et 80 % respectivement. On trouve alors :

Delta TCO en € sur 5 ans entre avec et sans ERS	5 ans 30 000 km/an		5 ans 50 000 km/an	
Coût batterie (en €/kWh)	70	100	70	100
Coût équipement ERS du VUL (€)				
3 000	920	3 320	-200	2 200
2 000	1 920	4 320	800	3 200
1 000	2 920	5 320	1 800	4 200
700	3 220	5 620	2 100	4 500
Dont écart du coût de l'électricité	-1 680	-1 680	-2 800	-2 800

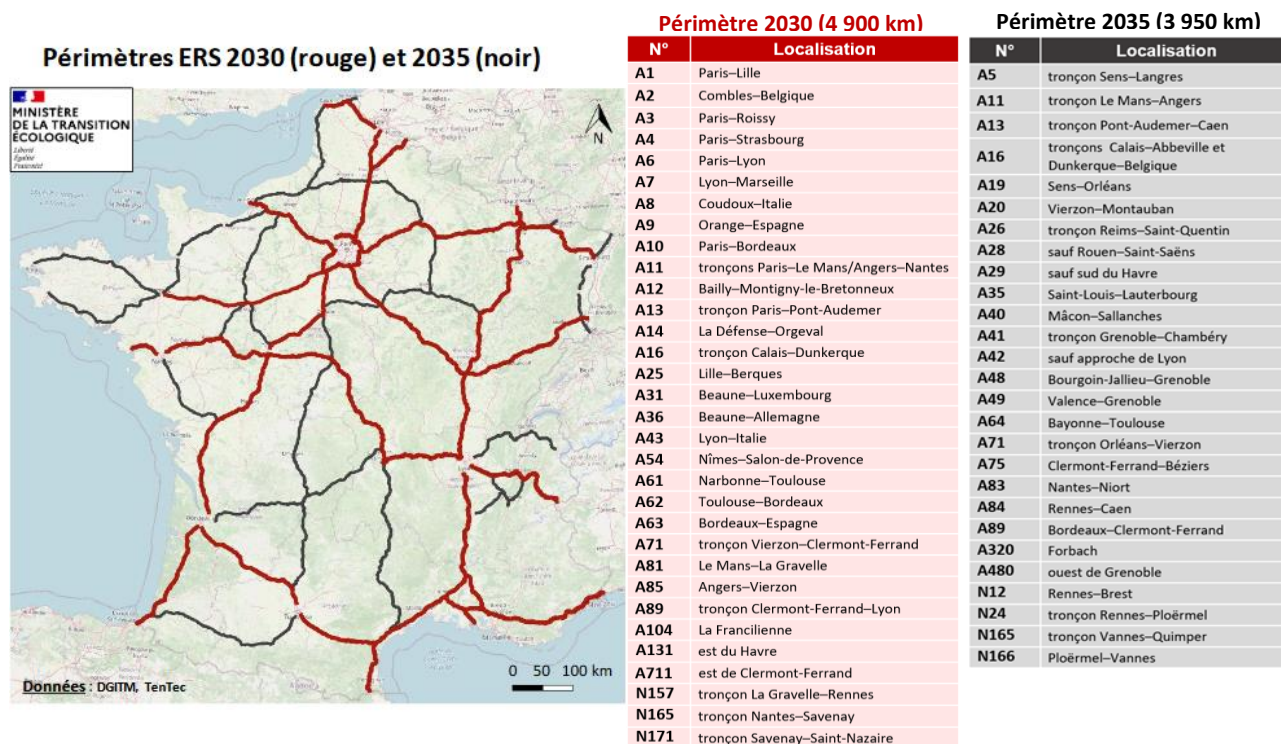
L'hypothèse de coût des batteries et des équipements ERS est donc sensible pour la compétitivité d'un VUL équipé ERS versus un VUL équipé d'une grosse batterie. Mais le coût des équipements à 3 000 € semble très conservateur; certains experts ont estimé, par comparaison avec d'autres équipements, que les coûts d'équipement d'un VP ou d'un VUL pouvaient être réduits à 1 000 voire 800 € lorsque fabriqués en grande série et assemblés en usine de montage. Ce niveau de coût rendrait le véhicule équipé ERS très compétitif par rapport au véhicule à batterie longue autonomie dans tous les cas.

2.3. Le réseau de déploiement de l'ERS et les coûts associés

Le réseau de déploiement de l'ERS a été défini en suivant les principes suivants (cf. *fiche 1.1. Réseau retenu pour les phases 2030 et 2035* ») :

- Le transport routier longue distance étant d'échelle européenne, le réseau transeuropéen de transport central (dit RTE-T), défini par la Commission européenne, doit être équipé en priorité. Il constitue ainsi l'essentiel de la phase 1 (2030) de déploiement du réseau. Ce réseau ne desservant pas l'Ouest de la France, la phase 1 de déploiement du réseau a été complétée par l'axe Paris-Rennes, permettant ainsi de desservir l'ensemble du territoire depuis l'ERS grâce à une autonomie des PL de l'ordre de 250 km (en considérant la possibilité d'une recharge à destination).
- Un PL doit être universel afin de desservir tous les territoires, permettre une exploitation souple et pouvoir être revendu facilement. Il a donc été considéré qu'en phase 2 une large partie du réseau autoroutier devait être équipée. Pour limiter les sections à équiper, il a été considéré que tout point du territoire devait être à moins de 100 km de l'ERS, pour permettre la desserte depuis l'ERS puis le retour sur l'ERS d'un PL d'une autonomie de 250 km. Certaines sections à faible trafic non indispensables pour respecter ce critère n'ont pas été retenues dans la phase 2 (2035) du déploiement du réseau.
- L'échéance de 2030 correspond à la date de mise en application du règlement 2019/1242 sur les émissions des PL. A cette date, il est considéré que l'ERS doit être fonctionnelle pour que les constructeurs puissent vendre suffisamment de PL pour satisfaire à leurs obligations. La phase 1 correspond ainsi au réseau transeuropéen de transport augmenté de l'axe Paris-Rennes ; elle correspond à un linéaire de 4 900 km, qui semble réalisable en 4 années de travaux (hors autorisations diverses). La phase 2 (2035) correspond à la densification du maillage de l'ERS pour rendre le PL ERS réellement universel.

Cette démarche a conduit à la définition des réseaux ci-dessous :



Le groupe a aussi mené une analyse théorique sur la longueur optimale du réseau versus la taille des batteries installées, en recherchant une minimisation du coût d'investissement total englobant coût de déploiement de l'ERS et coût des batteries. Cette approche aboutit à un réseau optimum pour les PL de l'ordre de 11 000 km en considérant des batteries de ≈ 190 km d'autonomie ; le réseau optimum pour les VP serait de l'ordre de 15 000 km, correspondant à une autonomie de l'ordre de 150 km (cf. *fiche 1.1. bis « Optimisation de la longueur de route à équiper »*).

2.4. Les coûts associés au déploiement du réseau ERS

L'analyse de la puissance à délivrer par l'ERS (cf. *fiche 1.2.*) a été menée en considérant plusieurs approches :

- la capacité à franchir les fortes pentes du réseau autoroutier, dont la plus consommatrice en énergie est celle de l'A51N Col du Fau – Grenoble, présentant une pente moyenne de 4,3 % sur un linéaire de 11 km et un dénivelé de 474 m. De plus les motorisations offertes par les constructeurs de camion, du type 40 tonnes, s'échelonnent de 250 kW à 460 kW.
- la puissance instantanée nécessaire aux PL : un PL de 44 t chargé à 100 %, à 90 km/h sur une pente de 2 % nécessite une puissance de 400 kW, contre 156 kW sans pente, il a été considéré que la puissance minimale à délivrer par l'ERS est de l'ordre de 250 kW pour que le PL puisse recharger sa batterie au minimum sur les sections plates ou faiblement pentues de son parcours ;
- la puissance disponible doit permettre de recharger les 70 % de la batterie en une à deux heures pour que le PL puisse sortir de l'ERS avec une batterie chargée dans la majorité des cas. Lorsque le réseau est équipé à 80 %, les puissances nécessaires sont de 500 kW pour une recharge en une heure et 350 kW pour une recharge en deux heures.

L'ensemble de ces approches a permis de converger vers une hypothèse d'équipement du réseau de 80 % du linéaire pour une puissance de 400 kW.

Le dimensionnement des raccordements électriques a fait l'objet d'une analyse des trafics en pointe, en se basant sur des comptages en TMJA de 2018 (trafic moyen journalier annuel) ainsi que sur l'analyse de quelques sections pour connaître la réalité des débits de pointe et vérifier l'approche par les TMJA (cf. *fiche 1.3. « Coûts de raccordement électrique »*).

Ces travaux d'estimation peuvent se résumer par le tableau suivant (N.B. : dans le cas de la seconde voie VP, il est ici considéré que 15 % du réseau est équipé d'une seconde voie, correspondant aux sections les plus circulées) :

Coûts d'investissement de l'infrastructure de l'ERS, en milliards d'euros

	Caténaires	Rail PL seul	Rail avec VP	Rail avec seconde voie
2030	15,3	18,6	18,6	20,2
Raccordements électriques	3,2	3,2	3,8	3,8
Total 2030 phase 1	18,5	21,8	22,4	24,1
2035	10,0	12,7	12,7	14,0
Raccordements électriques	1,5	1,5	1,8	1,8
Total 2035 phase 2	11,5	14,2	14,5	15,8
Total phase 1 + phase 2	29,9	36,0	37,0	39,9

2.5. Les trafics captés selon les simulations effectuées

Le modèle de trafic MARVeLL de la DGITM a été utilisé pour calculer les reports de trafics sur l'ERS selon les différents scénarios de projet et scénarios de référence présentés plus haut.

Il s'agit d'un modèle à trois étapes qui a permis, pour chaque origine/destination, de comparer les coûts du parcours du PL ERS avec les coûts du parcours du PL de référence (diesel ou électrique). Lorsque ces coûts étaient inférieurs dans le cas de la solution ERS, l'entièreté du trafic a été considérée comme reportable sur l'ERS (cf. *fiche 4.1. « Description du modèle MARVeLL utilisé »*).

Il est important de noter que le fait qu'une O/D (Origine/Destination) soit moins coûteuse par le PL ERS que par le PL de référence (diesel ou électrique) ne signifie pas que le transporteur ait intérêt à assurer cette O/D par un PL ERS. Cette décision dépend en effet de l'activité du PL considéré sur l'année.

Les enquêtes de l'Association des sociétés françaises d'autoroutes (ASFA) auprès des chauffeurs ont permis de préciser cette question. Ainsi, 67 % des chauffeurs interrogés parcourent plus de 50 000 km/an sur le réseau concédé, près de la moitié effectuent plus de 75 000 km/an et 30 % plus de 100 000 km/an. Par ailleurs, l'analyse des badges montre que 75 % du trafic sur autoroute correspondent à des PL qui effectuent plus de 20 000 km/an (cf. *fiche 4.3. « Estimation du taux de PL circulant de façon récurrente sur les autoroutes concédées françaises »*). Le tableau ci-dessous récapitule la distribution estimée des trafics et badges PL :

Km parcourus/an	< 5 000 km	< 10 000 km	< 20 000 km	> 20 000 km
Part des badges PL	33 %	50 %	66 %	33 %
Part du trafic	7 %	15 %	25 %	75 %

Le kilométrage annuel sur l'ERS qui justifie l'équipement en PL ERS dépend des km parcourus hors ERS, mais aussi des hypothèses de type de recharge (au dépôt, ou sur réseau public, où les coûts sont nettement supérieurs). Selon l'analyse de coût effectuée, un PL ERS effectuant 20 % de ses trajets sur ERS a un coût annuel supérieur au PL diesel dès lors que la recharge sur borne publique dépasse 30 % de sa consommation énergétique. Il semble pertinent d'effectuer des tests de sensibilité en prenant pour hypothèse que 20 à 30 % des O/D économiquement moins coûteuses par PL ERS que par PL diesel ne sont pour autant pas reportés

sur l'ERS car le PL considéré effectue un kilométrage annuel sur l'ERS trop faible pour basculer vers la solution ERS (cf. fiche 5.1. « Bilans par acteur : opérateur d'ERS/concessionnaire, transporteurs, puissance publique »).

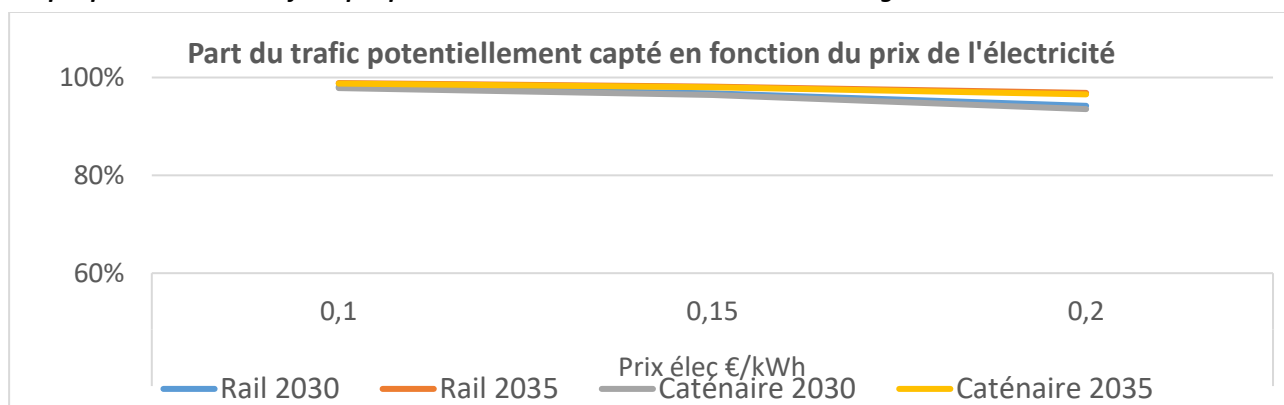
L'ASFA a ainsi fourni des analyses des km parcourus par les mêmes PL sur le réseau concédé fondées sur l'utilisation des badges. Le tableau ci-dessous récapitule la distribution estimée des trafics et badges PL :

Km parcourus/an	< 5 000 km	< 10 000 km	< 20 000 km	> 20 000 km
Part des badges PL	33 %	50 %	66 %	33 %
Part du trafic	7 %	15 %	25 %	75 %

2.6. Trafics captés par rapport à la solution « électrique longue autonomie »

Le graphique 7 ci-dessous présente les parts de trafic capté par l'ERS sur le réseau équipé d'ERS dans les trois cas de coût de l'électricité sur l'ERS : 10, 15 et 20 c€/kWh, en distinguant les phases 2030 et 2035, et les solutions caténaïres et rail. La comparaison s'effectue par rapport au PL électrique longue autonomie.

Graphique 7 : Part du trafic capté par l'ERS contre des camions à batterie à longue autonomie



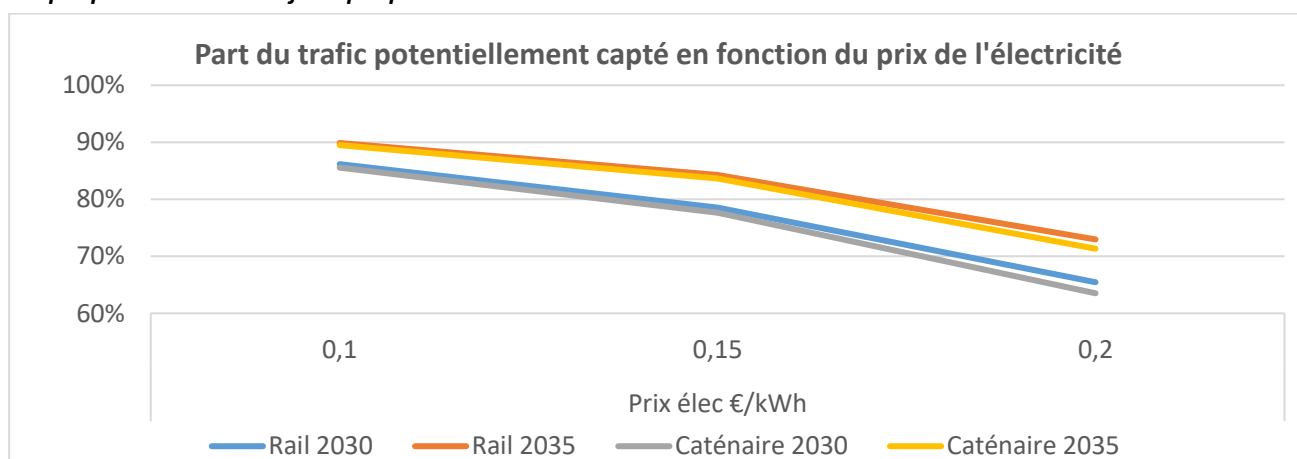
Les reports de trafic dans les deux phases de développement du réseau et selon les trois prix de l'électricité sur l'ERS (10, 15 et 20 c€/kWh) sont proches de 100 % quelle que soit la solution (rail ou caténaire).

Ce résultat s'explique par les coûts kilométriques supérieurs du PL électrique longue autonomie liés à une taille de batterie 3,4 fois supérieure à la taille de batterie des PL ERS.

2.7. Trafics captés lorsque la référence est la solution « diesel »

Le graphique 8 ci-dessous présente les parts de trafic capté par l'ERS sur le réseau équipé d'ERS dans les trois cas de coût de l'électricité sur l'ERS : 10, 15 et 20 c€/kWh, en distinguant les phases 2030 et 2035, et les solutions caténaïres et rail. La comparaison s'effectue par rapport au PL diesel.

Graphique 8 : Part du trafic capté par l'ERS contre des camions diesel



Les reports de trafic chutent nettement en passant, pour la phase 1 (2030) de 85 % dans l'hypothèse de prix d'électricité sur l'ERS 10 c€/kWh à 65 % dans l'hypothèse de 20 c€/kWh. Ces taux de report de trafic sont nettement supérieurs lorsque l'ensemble du réseau est déployé en 2035 (de l'ordre de 90 et 72 % respectivement).

Les différences de coût des PL ERS selon les différentes solutions (7 000 € en faveur de la solution rail) sont minimales à l'échelle du coût total d'exploitation sur la durée de vie du PL (de l'ordre de 0,5 %) et expliquent les très faibles écarts des reports de trafic selon les deux solutions.

2.8. Impact CO₂ de l'ERS en Analyse du Cycle de vie (ACV)

Les simulations montrent qu'environ 50 % du trafic total des PL, tous PTAC confondus constituent le potentiel de trafic captable par l'ERS. Un peu plus avec un prix de 0,15 € /kWh (53 %), un peu moins (48 %) avec un prix de 0,20 € /kWh. Dans le cas du rail, on capte aussi une petite part du trafic VP et une part significative du trafic VUL (18 % de la consommation de carburants).

Pour arriver à une ACV, il faut bien sûr prendre en compte l'empreinte CO₂eq de l'électricité consommée, son rendement de la production à l'arrivée dans le moteur ou la batterie, l'ACV des batteries et celle de la construction et maintenance de l'ERS.

Toutes choses étant égales par ailleurs, ce bilan est estimé pour

- un scénario « caténaire » avec PL à batteries et ERS, les autres véhicules étant des VE à batterie
- un scénario « rail » avec PL et VUL à batteries et ERS, les autres véhicules étant des VE à batterie
- sa variante à induction (avec un rendement moindre de l'ERS)

en comparaison avec :

- un scénario « diesel as usual »,
- le scénario SNBC2 : VE régionaux (50 %) et biocarburants (25 % biométhane, 25 % biodiesel)
- un scénario « tout VE à batterie »

Nous considérons ceci pour le trafic en France avec des données 2030 et 2040 explicitées ci-dessous :

- Croissance du trafic PL et VUL 2019-2040 : 20 %
- Amélioration du rendement des camions diesel 2019-2040 : 15 %
- Empreinte CO₂eq de l'électricité en 2040 : 30 g CO₂eq/kWh
- Rendement caténaire et rail (y compris transport) : 90 %
- Rendement induction (y compris transport) : 85 %
- Rendement charge-décharge batterie : 95 %
- Ratio moyen d'utilisation des batteries versus de l'ERS en direct : 40 %
- Empreinte CO₂eq du biodiesel : 35 g CO₂eq/t.km (à comparer à 63 g/t.km pour le diesel fossile)²⁶
- Empreinte CO₂eq du biogaz (y compris 1 % de fuites): de 8g/t.km à 20g/t.km (hors fuites) à comparer à 59g/t.km en GNV. 1 % de fuites ajouterait environ 20 gCO₂eq/t.km (30 % des émissions du GNV)
- Empreinte ACV des batteries : 50kgCO₂eq / kWh de capacité en 2040
- Le nombre des PL et VUL (pour le calcul ACV des batteries) a été réduit à 6 fois les volumes vendus en 2019 pour ne prendre en compte que les véhicules qui roulent beaucoup.
- L'empreinte ACV des infrastructures ERS est négligeable comparé à celle des flottes de véhicules dans les différents scénarios.

Tous les calculs sont faits en 2040 comme proxy pour 2050 et les parcs sont donc supposés être massivement installés dans les technologies de chaque scénario.

²⁶ JRC ibid.

Les écarts d'émissions de GES en ACV (en MtCO_{2eq} / an et en %/ référence "diesel as usual")

Scénarios	PL	VUL	PL+VUL
"Diesel as usual"	38 (référence)	32 (référence)	70 (référence)
Biogaz ACV mini	14	10	24
Scénario mixte (Biodiesel, Biogaz et Électricité) ²⁷	-63 %	-68 %	-65 %
Biogaz ACV maxi	23	10 ²⁸	33
	-40 %	-68 %	-53 %
"Tout électrique"	22	5	28
	-40 %	-84 %	-60 %
Électrique à batterie et ERS	5	5	10
	-87 %	-85 %	-86 %
Bonus pour les VP si rail ou induction: -4 MtCO _{2eq} / an a minima liés à l'ACV réduite de leurs batteries plus petites (en comparaison à un scénario 100% batteries pour les VL) NB. Les émissions en ACV de l'infrastructure de l'ERS sont négligeables en regard des émissions des flottes de véhicules (voir § 2.9)			

On constate donc sur ce tableau que

- 1) l'ERS est de loin la meilleure solution pour les PL. Elle réduirait les émissions annuelles de CO_{2eq} de 87 %, beaucoup mieux que le « tout électrique » à cause de l'empreinte CO_{2eq} des grosses batteries qui seraient nécessaires et de la très faible empreinte des équipements ERS.
- 2) En incluant les VUL (solution rail) et les VP (hors tableau) on pourrait réduire plus encore (d'au moins 4 Mt CO_{2eq}, estimation très conservatrice) l'empreinte carbone des mobilités en réduisant la taille moyenne des batteries de 40 kWh pour 25 % des voitures par rapport à un scénario où 100% des VP seraient électriques.
- 3) Le scénario SNBC (mix biodiesel, biogaz et électricité) est moins bon, surtout si l'on considère le mode de production du biogaz le plus courant et 1 % de fuites (Ligne Biogaz ACV maxi du tableau) tout au long de la chaîne de production-distribution-combustion du biométhane.
- 4) La solution induction dégrade de 5 % (peut-être plus) le rendement de l'ERS par rapport aux solutions à conduction. L'impact est surtout énergétique, environ 1.5 TWh /an mais il est négligeable en ACV (moins de 50 000 t CO_{2eq} / an).

2.9. Impact matière

Une approche des quantités de matière nécessaires a été réalisée pour la construction de l'infrastructure.

Dans le cas du scénario de référence à batterie, l'économie de matière permise par le remplacement, entre le scénario de projet et le scénario de référence, des PL longue autonomie (batterie de 1 200 kWh) par les PL ERS (batterie de 350 kWh) peut être estimée, sur une durée de 20 ans, à 1,7 Mt de matières, dont 230 000 t de nickel. L'hypothèse est ici faite de batteries NMC 9 0.5 0.5.

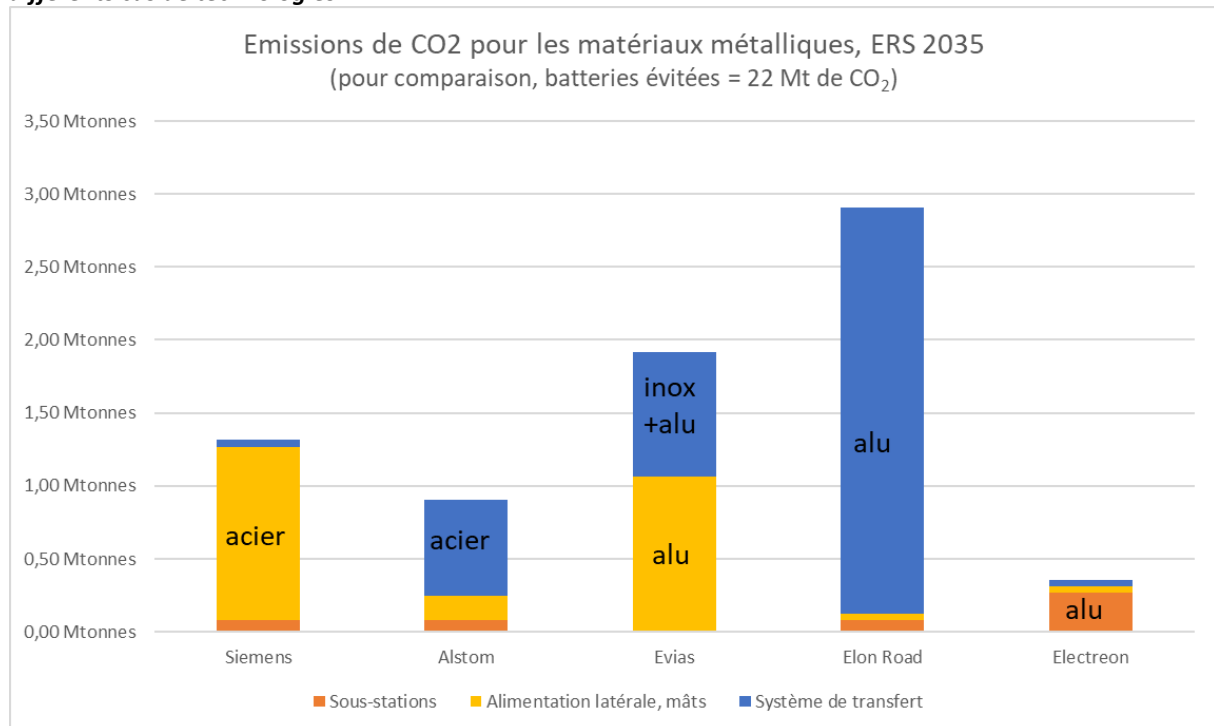
La réduction d'émissions de CO₂ liée à la réduction de la taille des batteries est de l'ordre de 22 millions de tonnes.

²⁷ 25% biodiesel, 25% biogaz et 50% électricité pour les PL, 18% biodiesel (longue distance) et 72% électrique pour les VUL

²⁸ Les VUL sont supposés être électriques à batterie ou biodiesel à cause de leur plancher bas et de leur compacité, peu compatibles avec l'encombrement d'une motorisation au biogaz.

Les émissions de CO₂ liées aux matériaux métalliques de l'ERS sont de l'ordre de 1 million de tonnes, auquel il faut ajouter 2,5 millions de tonnes pour les matériaux non métalliques.

Graphique 9 : Emissions de CO₂ liées aux matériaux métalliques utilisés pour la construction de l'ERS, selon différents cas de technologies



Ainsi, cette approche montre qu'il existe un facteur 10 en faveur de l'ERS entre les émissions liées aux matériaux utilisés pour l'ERS et celles liées à la réduction de la taille des batteries.

Par ailleurs, le groupe a identifié que le nickel est le métal le plus susceptible de voir ses gisements approchés par la consommation liée à l'électrification du parc VP.

Une approche en ordre de grandeur permet de conclure que l'ERS peut permettre une économie

- D'environ 15 000 t de nickel par an pour les PL en supposant un gain de 850 kWh par PL pour environ 150 000 PL utilisant l'ERS en Europe (en ne retenant que les PL effectuant des trajets longue distance)
- D'environ 20 000 t de nickel par an pour les VUL en supposant un gain de 100 kWh pour 15 % des VUL en Europe
- D'environ 100 000 t de nickel par an en supposant un gain de 40 kWh pour 25 % des véhicules.

L'ensemble représente une économie d'environ 135 000 t de nickel par an²⁹, à comparer aux 720 000 à 1 350 000 t/an de déficit mondial de production de nickel pour la construction des batteries identifiés par un grand groupe minier. La production 2030 de nickel est estimée à 3 millions de tonnes dont 2 Mt correspondant à des besoins et qualité autres que pour les batteries.

Ainsi le déploiement de l'ERS est de nature à jouer un rôle significatif dans la maîtrise des tensions sur l'approvisionnement en nickel.

Dans le cas de l'ERS par induction, la consommation de cuivre approche les 11,4 tonnes par km et par sens, ce qui représente pour l'ensemble du réseau à l'horizon 2035 une quantité totale de cuivre de 156 000 tonnes, correspondant à 85% de la consommation annuelle de cuivre française. Cf. fiche n° 7.2 Consommation de matières par les infrastructures de l'ERS. Même en répartissant cette consommation sur

²⁹ L'hypothèse est ici faite que 66 kg de nickel sont nécessaires pour 100 kWh de batterie NMC 8.1.1.

une durée de 9 ans de travaux, celle-ci provoquera des tensions importantes sur cette matière première, en supposant que les mêmes tensions auront lieu simultanément dans plusieurs pays européens.

2.10. Impact sur la consommation électrique

L'électrification totale de l'ensemble du trafic routier équivaut à un besoin d'environ 200 TWh de production électrique, la production électrique totale de la France étant de 570 TWh en 2019.

Si on considère que 50 % des PL.km s'effectuent sur l'ERS (les deux phases du réseau étant réalisées), ceux-ci consommeraient environ 24 TWh. La consommation des VUL, si on considère que 18 % des VUL.km se font sur l'ERS, équivaudrait à 3 à 4 TWh.

Ainsi la consommation de l'ERS équivaudrait à environ 27 TWh pour une consommation totale des PL et VUL de l'ordre de 90 TWh.

On constate ainsi que l'électrification du des PL et VUL entraîne un besoin de consommation électrique significatif par rapport à la production totale nationale d'électricité ; cette consommation, dans le cas de l'ERS, connaîtrait aussi ses pics en journée. L'impact de l'ERS sur le réseau de production d'électricité, qui n'a pas été spécifiquement examiné par le groupe, nécessite donc d'être examiné dans les phases ultérieures des travaux.

3. Bilans pour les différents acteurs

Les bilans ont été calculés sur trente et un ans (entre 2029 et 2060), en retenant un taux d'actualisation de 4.5 % fixé par le référentiel d'évaluation socio-économique des projets de transport³⁰ (cf. *fiche 5.1. « Bilans par acteur : opérateur d'ERS/concessionnaire, transporteurs, puissance publique »*).

3.1. Cas de la comparaison avec l'électricité à batterie de longue autonomie

Le tableau ci-dessous synthétise le bilan des acteurs lorsque l'ERS est comparé à une solution de référence correspondant au PL électrique longue autonomie. Le prix d'achat de l'électricité par l'opérateur est fixé à 0,07 €/kW.

(Mds €)	Rail		Caténaire	
Coût électricité sur ERS	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh
<i>Bilan opérateur</i>	19,3	25,7	26,4	32,6
<i>Bilan des transporteurs</i>	166,2	141,8	159,0	134,8
<i>Puissance publique</i>				
Différence de recettes	3,2	1,3	3,2	1,3
Externalités (gains batteries)	8,6	7,5	8,6	7,5
<i>Total puissance publique</i>	11,8	8,8	11,8	8,8
Total collectivité	197	176	197	176

³⁰ Cf. rapport du [CGDD de 2014](#)

On observe ainsi :

- Un bilan positif de la puissance publique lié aux gains fiscaux entraînés par la croissance des flux permis par la diminution des coûts de transport, ainsi qu'aux gains CO₂ liés à la réduction de la taille des batteries permise par les PL ERS.
- Un bilan positif des transporteurs qui bénéficient de coûts kilométriques inférieurs
- Un bilan positif pour l'opérateur pour les jeux de valeur testés. On note l'importance des reports de trafics liée au différentiel de coût de l'électricité entre l'ERS et les bornes de recharge, et le temps perdu lors de la recharge et de la recherche de la borne.
- Des calculs complémentaires ont par ailleurs été conduits avec un taux d'actualisation porté à 6 %, donnant les résultats suivants :

(Mds €)	Rail		Caténaire	
Coût électricité sur ERS	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh
<i>Bilan opérateur (taux d'actualisation de 6 %)</i>	10,7	15,9	17,4	22,4

Le tableau ci-dessous détaille le bilan de l'opérateur sous différentes hypothèses de prix de l'électricité sur l'ERS (qui comprend une marge devant permettre d'amortir les coûts d'investissement), et de prix d'achat de l'électricité par l'opérateur d'ERS.

Prix de vente de l'électricité sur ERS	0,15 €/kWh		0,20 €/kWh		
	Prix d'achat de l'électricité	0,07 €/kWh	0,10 €/kWh	0,07 €/kWh	0,10 €/kWh
Rail PL seuls		19,3 Mds€	5 Mds€	25,7 Mds€	13,4 Mds€
Rail PL et VUL/VP		29,3 Mds€	10,9 Mds€	42,6 Mds€	26,1 Mds€
Caténaire PL seuls		26,4 Mds€	12,1 Mds€	32,6 Mds€	20,3 Mds€
Rail PL, VUL/VP et seconde voie 15 %		26,9 Mds€	8,6 Mds€	40,2 Mds€	23,8 Mds€

3.2. Cas de la comparaison par rapport au diesel

Le tableau ci-dessous synthétise le bilan des acteurs lorsque l'ERS est comparé à une solution de référence correspondant au PL diesel (prenant en compte une incorporation progressive de biocarburants pour atteindre 100 % d'incorporation en 2050).

(Mds €)	Rail		Caténaire	
Coût électricité sur ERS	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh
Bilan opérateur	-5	-4	2	2
Bilan des transporteurs	65	46	61	42
Puissance publique				
<i>Différence de recettes</i>	-21	-24	-21	-22
<i>Externalités</i>	200	181	198	177
Total puissance publique	179	157	177	155
Total collectivité	240	200	240	200

Les bilans font ainsi apparaître :

- Un bilan positif de la collectivité grâce à la décarbonation et à la réduction des coûts de transport possibles ;
- Un bilan positif de la puissance publique : le gain sur les émissions de CO2 compense largement les pertes de TICPE
- Un bilan positif des transporteurs qui bénéficient de coûts kilométriques inférieurs.

Le bilan de l'opérateur apparaît néanmoins insatisfaisant, à peine positif pour la solution caténaire et négatifs pour la solution rail dont les coûts d'investissement sont environ 20 % supérieurs à ceux de la solution caténaire.

Le tableau ci-dessous donne le détail du bilan de l'opérateur sous différentes hypothèses de prix de l'électricité sur l'ERS et de prix d'achat de l'électricité par l'opérateur.

Bilan de l'opérateur, hypothèse de prix du diesel 1,33 €/l

Prix de l'électricité sur ERS	0,15 €/kWh		0,20 €/kWh	
Prix d'achat de l'électricité	0,07 €/kWh	0,1 €/kWh	0,07 €/kWh	0,1 €/kWh
Rail PL seuls	-4,8 Mds €	-16,6 Mds €	-4,4 Mds €	-13,9 Mds €
Rail PL et VUL/VP	+5,3 Mds €	-10,7 Mds €	+12,4 Mds €	-0,8 Mds €
Caténaire PL seuls	+2,1 Mds €	-9,7 Mds €	+2 Mds €	-6,9 Mds €
Rail PL, VUL/VP et seconde voie 15 %	+2,9 Mds €	-13,0 Mds €	10,1 Mds €	-3,0 Mds €

Ce détail fait apparaître que l'ouverture de l'ERS aux VP et VUL rend le bilan positif pour l'opérateur sous certaines hypothèses de prix d'achat de l'électricité.

Une simulation a été menée en prenant un jeu d'hypothèse plus favorable à l'ERS :

- Prix du diesel : 1,5 €/l (contre 1,3 €/l initialement), supposant un renforcement de la fiscalité sur le diesel
- Prix des batteries : 70 €/kWh (contre 100 €/kWh initialement), correspondant à l'hypothèse basse de prix des batteries à l'horizon 2030
- Prix de l'électricité livrées aux bornes de recharge (hors ERS) : 0,22 €/kWh (contre 0,27 €/kWh initialement), correspondant à des hypothèses de prix d'achat de l'électricité par l'opérateur des bornes, ou de taux d'utilisation des bornes plus favorables.

Les résultats pour le bilan de l'opérateur sont les suivants :

Prix de l'électricité sur ERS	0,15 €/kWh		0,20 €/kWh	
Prix d'achat de l'électricité	0,07 €/kWh	0,10 €/kWh	0,07 €/kWh	0,10 €/kWh
Rail PL seuls	1,0 Mds €	-12,7 Mds €	6,1 Mds €	-5,5 Mds €
Rail PL et VUL/VP	9,7 Mds €	-8,1 Mds €	21,6 Mds €	5,9 Mds €
Caténaire PL seuls	8,1 Mds €	-5,6 Mds €	13,2 Mds €	1,7 Mds €
Rail PL, VUL/VP et seconde voie 15 %	7,4 Mds €	-10,4 Mds €	19,3 Mds €	3,5 Mds €

L'examen de ces différents résultats montre que le bilan de l'opérateur d'ERS est sensible en particulier au prix de vente de l'électricité sur l'ERS, aux coûts d'achat de l'électricité au producteur, et au prix du diesel.

La mise en place de l'ERS semble donc devoir être accompagnée de mesures permettant de garantir la compétitivité de l'ERS par rapport au diesel afin de créer les conditions de l'équilibre financier pour l'opérateur.

Le calcul des bilans n'a pas pris en compte d'hypothèse sur le rythme de diffusion dans le parc des PL ERS. Des analyses menées par les membres du groupe ont montré qu'une diffusion lente est susceptible d'avoir un effet négatif majeur sur les gains des opérateurs les premières années et donc sur la rentabilité de l'ensemble de l'opération. L'application du règlement européen 2019/1242 est susceptible d'inciter fortement les constructeurs à vendre suffisamment de PL électrifiés, et donc de limiter ce risque, qui reste cependant un point d'attention.

Par ailleurs, les simulations menées ont calculé des potentiels de reports de trafic en calculant les origines/destination où le passage par l'ERS est compétitif par rapport au scénario de référence. Ce potentiel peut ne pas se réaliser complètement, si l'activité annuelle du PL ne justifie pas son équipement pour l'ERS (passage par le réseau équipé ERS occasionnel), ou encore si le trajet peut s'effectuer sur l'autonomie de la batterie du PL. Dans ce dernier cas, le recours à l'ERS constituerait cependant une solution de recharge attractive (coût de l'électricité et gains de temps), même si elle n'est pas indispensable au trajet.

4. Eléments de calendrier de l'opération

4.1. La nécessité de mettre le réseau phase 1 en opération avant 2030

Les travaux du groupe ont permis d'établir un planning (cf. *fiche 6.1. « Macro-planning de déploiement : procédures européennes, études et travaux »*) construit autour de l'objectif de mise en service de la phase 1 de déploiement du réseau avant fin 2029 afin de permettre aux constructeurs de remplir leurs objectifs de réduction de 30 % des émissions CO₂ des PL neufs vendus en 2030 par rapport à la moyenne UE de 2020. Si l'ERS n'était pas prêt à recevoir des camions électriques-ERS sur un réseau suffisamment étendu, les constructeurs devraient parier sur d'autres technologies, électrique tout batteries ou biogaz ou biodiesel, rendant ainsi la transition vers un ERS pour le moins compliquée et sans aucun doute très retardée voire quasi impossible. La garantie de la mise en place d'un tel réseau devrait, par ailleurs, être acquise plusieurs années auparavant –trois ou quatre a minima– pour les mêmes raisons.

Le respect de cette échéance est l'objectif essentiel du planning qui est présenté ci-après. Lorsqu'on le construit en partant de cette échéance, on constate que cet objectif nécessite :

4.2. La préparation d'une décision Go-No Go sur l'ERS et sur la technologie choisie (fin 2021-fin 2023)

- La mise en place d'une équipe projet, relativement pluridisciplinaire pour identifier très tôt l'ensemble des processus de décision qui accompagneront le déroulement du projet depuis son initiation jusqu'à sa concrétisation et l'identification des risques connus qui pourraient faire obstacle à l'approbation du projet afin d'anticiper les ressources à mobiliser.
- La nécessité d'une impulsion forte au niveau européen dès début 2022, le projet ERS n'ayant de sens que dans un cadre européen, afin de lancer la discussion sur l'intérêt de l'ERS avec les autres États, nombre d'études détaillées et afin de faire consensus sur une décision au niveau européen nécessaire dès fin 2023 sur le principe de l'ERS et la technologie choisie.
- La présidence française de l'UE au premier semestre 2022, offrira une fenêtre de tir incomparable pour lancer ce processus. Cela suppose, au plus tôt, un échange approfondi entre l'équipe projet mentionnée ci-dessus et ses homologues suédois, allemands, italiens, en pointe sur l'ERS ainsi qu'avec ceux des pays les plus impactés par le TRM, la Pologne et l'Espagne, par exemple, sans oublier la Commission européenne (voir § 1.10).
- La gouvernance, en France, de ce projet, de sa réalisation puis de son opération doit faire aussi l'objet d'un gros important travail de préparation, de concertation puis de négociation sur le qui fait quoi, qui investit quoi, qui reçoit quels revenus etc. Et ceci d'autant plus que le renouvellement des concessions autoroutières se fera aussi à l'horizon 2030.
- Au niveau français encore, un débat public semble indispensable, de par l'ampleur du projet et de ses conséquences et de par la loi sur l'Environnement, dès 2022, avec la CNDP³¹, sur les principes généraux de l'ERS, sa raison d'être, ses conditions de réussite, ses impacts sur la vie socio-économique du pays et des communautés les plus impactées. Ceci devra être poursuivi, en 2024-2026 par des « concertations préalables » sur chacun des grands tronçons d'autoroute concernés. Ces débats publics prépareront les déclarations d'utilité publiques et les acquisitions foncières sur la période 2025-2026.
- Enfin, pour garantir l'échéance de fin 2023 pour le choix de la technologie, un certain nombre de travaux seront nécessaires, qui doivent être préparés dès les derniers mois de 2021 (voir détail dans la *fiche 6.1.*).

Il est à noter que ce planning, réduit significativement les délais de décision politique constatés sur des projets d'ampleur similaire (le Grand Paris, les multiples LGV, etc...). La mise en place d'un système de route électrique, va donc nécessiter au niveau de l'État et de l'Europe, un processus de décision rapide et fluide, pour que ce système, semble-t-il plus prometteur que ses concurrents sur les plans environnementaux, de préservation de la ressource et d'indépendance énergétique, parvienne à se concrétiser. C'est sans doute là son principal défi !

4.3. Une phase de lancement des études opérationnelles et des travaux (2024-2029)

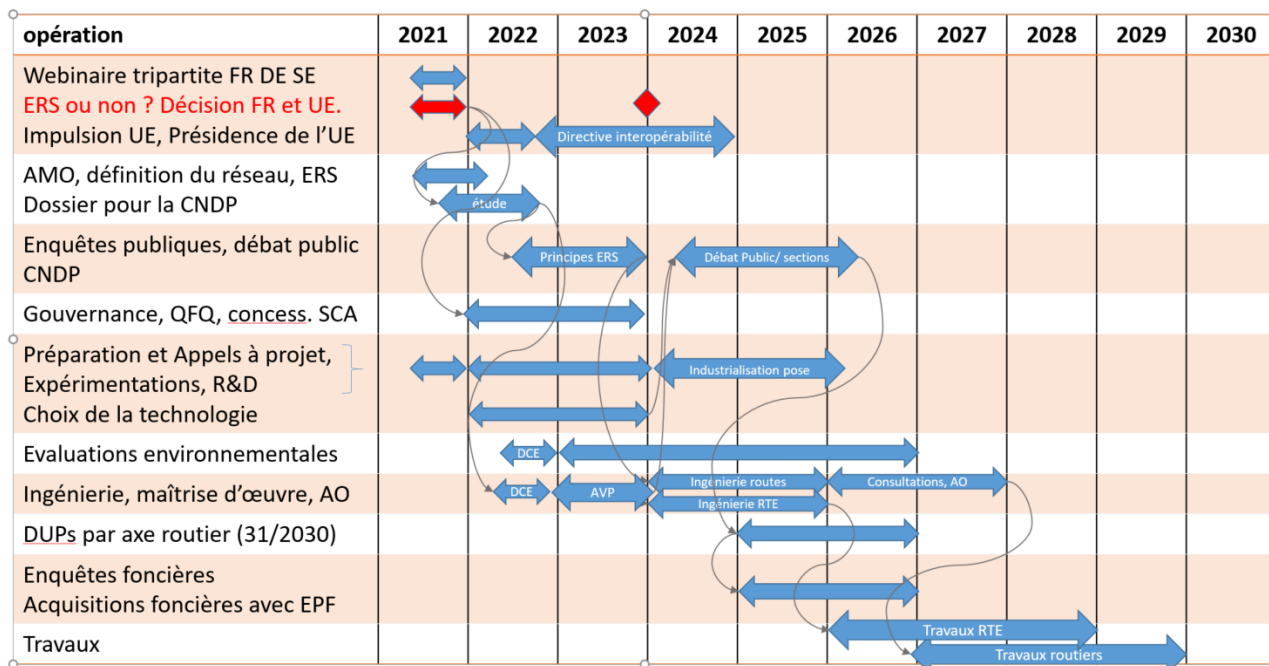
Les décisions de l'Europe de mettre en place un ERS, du choix de la technologie et de son financement étant prises, le démarrage des opérations pourra s'enclencher.

- Cette phase opérationnelle démarre début 2024. Elle commence d'une part avec l'industrialisation de la technologie retenue, l'ingénierie opérationnelle des raccordement haute tension de RTE au réseau du ERS et d'autre part avec celle des travaux routiers. Elle bénéficiera des avancées technologiques issues des travaux des appels à projets.

³¹ Commission Nationale du Débat Public

- Les enquêtes et évaluations environnementales seront très conséquentes, de 2023 à 2026, notamment pour établir l'état zéro (la situation antérieure) des projets.
- Pour lancer l'ensemble des consultations en vue d'attribuer les appels d'offres de travaux par axe, une période de deux ans est prévue afin qu'ils puissent se réaliser de manière progressive et séquentielle, sans appeler de surconsommation ponctuelle de ressource, afin de ne pas mettre le secteur du BTP en surchauffe, ce qui aurait pour effet d'augmenter les prix sans contrepartie.
- Enfin, concernant l'ingénierie des travaux de RTE, il est considéré qu'elle est réalisée en régie par RTE sur deux années incluant le lancement des appels d'offres, puis que les travaux seront menés sur une durée totale de trois ans, en avance de phase sur les travaux routiers, car ceux-ci doivent être mis sous tension pour être réceptionnés puis ouverts au public.
- Les travaux routiers concerneront, selon le réseau retenu par le GT1, 31 axes autoroutiers et routiers pour la phase 2030 et 28 axes autoroutiers et routiers supplémentaires pour la phase 2035. Ces travaux, quelle que soit la technologie retenue, pourraient avancer au rythme de 500 m à 800 m par jour et par atelier. A raison de 20 ateliers sur les 5 000 km de réseau de la première phase, soit 1 tous les 250 km, l'ensemble des travaux pourraient être réalisés entre deux et quatre ans, permettant d'aboutir à la mise en service de la première étape en 2029.
- Les enquêtes et acquisitions foncières n'affecteront a priori que des parcelles d'un hectare en rase campagne. On y disposerait 185 postes de livraison double (ou 370 simples) haute tension – moyenne tension, de 100 MW en moyenne, disposés tous les 26 km. Ces acquisitions sont particulièrement critiques pour ce planning. Pour éviter le passage systématique devant le juge de l'expropriation pour cause d'utilité publique, il sera probablement nécessaire, vu l'ampleur du projet et sa répétabilité, d'avoir recours à un établissement public foncier permettant d'anticiper les acquisitions de terrain. Les expropriations en bordure du domaine routier seront exceptionnelles car l'ensemble des installations électriques de câblage d'alimentation et de sous station, pourront tenir dans l'emprise du domaine public routier, offrant en général un espace de 7 m au-delà de la bande d'arrêt d'urgence.
- L'industrialisation de la technologie retenue et de l'alimentation électrique pourrait nécessiter la mise en place de capacités de production spécifiques. Un seul exemple : la réalisation de l'ERS nécessite la fabrication d'environ 370 postes de livraison haute tension, dont le délai de réalisation pour une unité est de l'ordre d'un an et dont les capacités de production en Europe sont très inférieures.

Le planning ainsi construit semble très ambitieux au vu du retour d'expérience des grands projets, en particulier en ce qui concerne les procédures amont (débat public, études environnementales, déclarations d'utilité publique et acquisitions foncières), mais semble faisable sous réserve de la mobilisation de l'ensemble des acteurs.



5. Conclusions et recommandations du groupe

5.1. Conclusions

- L'ERS est une bonne solution pour décarboner le transport routier de marchandises longue distance. Les autres solutions réalistes pour 2030 sont un mix de biogaz et biodiesel dont il faudra vérifier par ailleurs qu'ils seront disponibles à un coût compétitif par rapport à l'ERS et en quantités suffisantes compte-tenu des besoins des autres secteurs. Le biogaz devra aussi démontrer qu'on sait le produire, transporter, livrer et brûler avec des fuites totales infimes.
- Pour l'hydrogène, rien ne permet d'envisager un scénario réaliste pour une application de masse avant la décennie 2030. Il nécessite par ailleurs une forte dépense d'énergie s'il est produit par électrolyse et son coût reste élevé. Produit à partir de méthane avec capture et séquestration du CO₂, son bilan en ACV est moins bon que par électrolyse avec énergies renouvelables et il n'y a pas de visibilité sur les lieux de stockage et sur son coût.
- Le PL ERS peut présenter, à terme, un coût total de possession annuel légèrement inférieur à celui du diesel.
- Une approche socio-économique fait apparaître un bilan positif pour la collectivité, la puissance publique et les transporteurs quand l'ERS est comparé au biodiesel et à l'électrique longue autonomie.
- Le bilan des opérateurs est plus fragile lorsque l'on compare la solution au diesel. La condition de la rentabilité de l'ERS pour l'opérateur nécessitera donc un pilotage fin de la fiscalité des énergies, permettant une attractivité de l'ERS pour les opérateurs et les transporteurs et donc des reports de trafic suffisants.
- L'ouverture de l'ERS aux PL, VUL et VP permise par la solution rail est susceptible de renforcer le bilan de l'opérateur, et de permettre une économie de matière et d'empreinte CO₂eq en ACV significative sur les batteries. Ce résultat est cependant très dépendant de l'hypothèse de coût du dispositif de conduction sur les véhicules et de l'hypothèse de coût des batteries.

5.2. Recommandation n°1

Prenant en compte...

- l'importance des réductions d'émissions de CO₂ pour le transport routier de marchandises à réaliser dès 2030 (-30 % pour les PL neufs par rapport à 2019), en vue de la décarbonation complète à horizon 2050,.
- les risques et incertitudes concernant le biogaz et le biocarburant, à la fois en termes de potentiel de biomasse mobilisable, d'usages concurrents (chauffage des bâtiments et centrales électriques pour le biogaz, aviation pour les biocarburants liquides), et de possible annulation des gains CO₂ réalisés par la solution biogaz en raison des fuites lors de la production/distribution/combustion. Concernant l'utilisation de l'hydrogène, ce vecteur nécessitera à l'horizon 2030, en prenant en compte les progrès escomptés sur l'hydrolyse de la vapeur d'eau à haute température, environ deux fois plus d'énergie électrique, du puits à la roue qu'une alimentation par batterie,.
- les difficultés d'approvisionnement de nickel entre 2035 et 2040 voire dès 2030 pour la fabrication des batteries Li-Ni-Mn-Co et donc du risque pris en ne comptant que sur une solution batteries pour le fret longue distance,
- que l'ERS pourrait être la bonne solution pour la décarbonation du fret routier,
- qu'une solution d'ERS ne peut être que pan-européenne,
- l'ouverture de la présidence française de l'Union Européenne, pour le premier semestre 2022, qui constitue une opportunité unique,

⇒ Préparer une pleine conscience par le gouvernement français du potentiel de l'ERS avant fin 2021 et de la nécessité d'enclencher le travail européen sur le sujet dès début 2022 pour décision sur la décision de faire et solution technique fin 2023

5.3. Recommandation n°2

Pour converger au niveau européen sur l'analyse de la problématique de la transition énergétique du TRM...

⇒ Une première étape pourrait consister à nouer des liens avec la « National Platform for the future of Mobility » allemande, les autres entités expertes de Suède, d'Italie et de la Commission européenne ainsi que les Ministères du Transport d'Allemagne, de Suède, d'Italie et des Pays-Bas (les pays ayant des constructeurs de camions) voire des grands pays du transport routier, Espagne, Pologne...

5.4. Recommandation n°3

⇒ Mettre en place une structure capable de préparer pour le gouvernement :

- des études affinées coûts/bénéfices pour l'ensemble des acteurs et des éléments de discussion/négociation pour les discussions européennes
- de faire un tour complet des conditions nécessaires à la réussite d'un programme ERS pour la France et pour l'Europe en concertation avec l'industrie (industrie à développer, par ex. : transformateurs, équipements des sous-stations, rails ou caténaires, systèmes de pose, équipements des camions, extensions RTE, ajout de 25 à 30 TWh de consommation électrique y compris aux heures de pointe etc...) => année 2022
- un planning potentiel du projet et de ses conditions de réussite => avant fin 2021
- des propositions sur la gouvernance du projet et de l'écosystème ERS à terme en France => avant fin 2021

- Lancer les études nécessaires pour un débat public (CNDP) avant fin 2023 et de l'adoption par les transporteurs, constructeurs, concessionnaires et opérateurs potentiels=> T1-2022
- Analyser l'impact sur les concessions existantes en lien avec l'horizon de fin des concessions S2 2022

5.5. Recommandation n°4

Concernant la technologie à induction, il convient de réaliser un modèle expérimental permettant de valider le concept à un niveau de TRL 4 sous 12 mois. Ceci suppose de trouver un industriel partant pour investir dans ce développement, qui répondra avec un entrefer crédible, au besoin de plus de puissance, à son évolution selon le désalignement des boucles et s'engagera sur les rendements résultants.

⇒ Engager au plus vite les actions pour amener la solution rail -à fort potentiel- à un TRL de 6-7 avant fin 2023

Participants au groupe de travail 1

Co-pilotes : Patrick Pélata (Meta strategy consulting) et Olivier Gavaud (DGITM)

Equipe de production et d'animation : Marc Raynal (Cerema), Pierre Chaniot (Cerema), Romaric Nègre et Rémi Pochez (DIGTM)

Industriels : Gilles Abdelaziz (Renault), Rémi Bastien (Renault), Gilles Baustert (Scania), Céline Besnard (Siemens), Patrick Duprat (Alstom), Martin Huillet (Siemens), Bertrand Picard (Siemens), Bernard Sahut (Stellantis), Pierre de Thé (Routes de France), Phillipe Veyrunes (Alstom)

Opérateurs d'autoroutes et organisations professionnelles routières : Olga Alexandrova (Transport et Logistique de France), Erwan Celerier (FNTR), Jean-Baptiste De Prémare (Routes de France), Louis Du Pasquier (Vinci Autoroutes), Thomas Malagié (ASFA), Pierre Odermatt (Vinci Autoroutes), Fabrice Wackenier (OTRE)

Energéticiens : Augustin Barreau (Engie), Martin Jean-Luc Robert (EDF), Sylvain Loumeaud (Engie), Mona Mahmoud (Enedis), Valérie Murin (EDF), Fabien Perdu (CEA), Olivier Raymond (RTE)

Autres acteurs privés : Emmanuel Besson (HAROPA), Véronique Hauchecorne (HAROPA), Walter Pizzaferrri (Tercara), Aurélien Schuller (Carbone 4)

Administration et acteurs académiques : Denis Benita (Ademe), Zoheir Bouaouiche (Ministère de l'Intérieur), Séverine Carpentier (Ministère de l'Intérieur), Didier Colin (Idrime), François Combes (Université Gustave Eiffel), Tiphany Genin (DGITM), Alexis Giret (CNR), Isabelle Griffe (Ministère de l'Intérieur), Bernard Jacob (Université Gustave Eiffel), Sylène Lasfargues (DGEC), Benjamin Léo (CNR), Lucie Letrouit (Université Gustave Eiffel), Hervé Philippe (DGITM), Floriane Schreiner (Vedecom), Emilia Suomalainen (Vedecom), Thomas Zuelgaray (DGEC).

Références bibliographiques.

(les autres références sont incluses dans les notes de bas de page)

(DGCRF, 2018) Direction générale de la concurrence, de la répression et des fraudes. (2018, 9 octobre). *Carburants : un nouvel étiquetage européen à la pompe*. <https://www.economie.gouv.fr>.
<https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/carburants-nouvel-etiquetage-europeen-a-pompe>

(MTE, 2021) Ministère de la transition écologique et solidaire. (2021, 12 avril). *Biocarburants*.
<https://www.ecologie.gouv.fr>. <https://www.ecologie.gouv.fr/biocarburants>

(MTE, 2020) Ministère de la transition écologique et solidaire. (2020, 1 janvier). *Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat*. <https://www.ecologie.gouv.fr>.
<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Synth%C3%A8se%20sc%C3%A9nario%20de%20r%C3%A9f%C3%A9rence%20SNBC-PPE.pdf>

(JRC, 2020) Consortium JRC. (2020). *JRC Well-To-Wheels report v5*. <https://ec.europa.eu/jrc/en/JRC>.
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC121213>

Sommaire des annexes

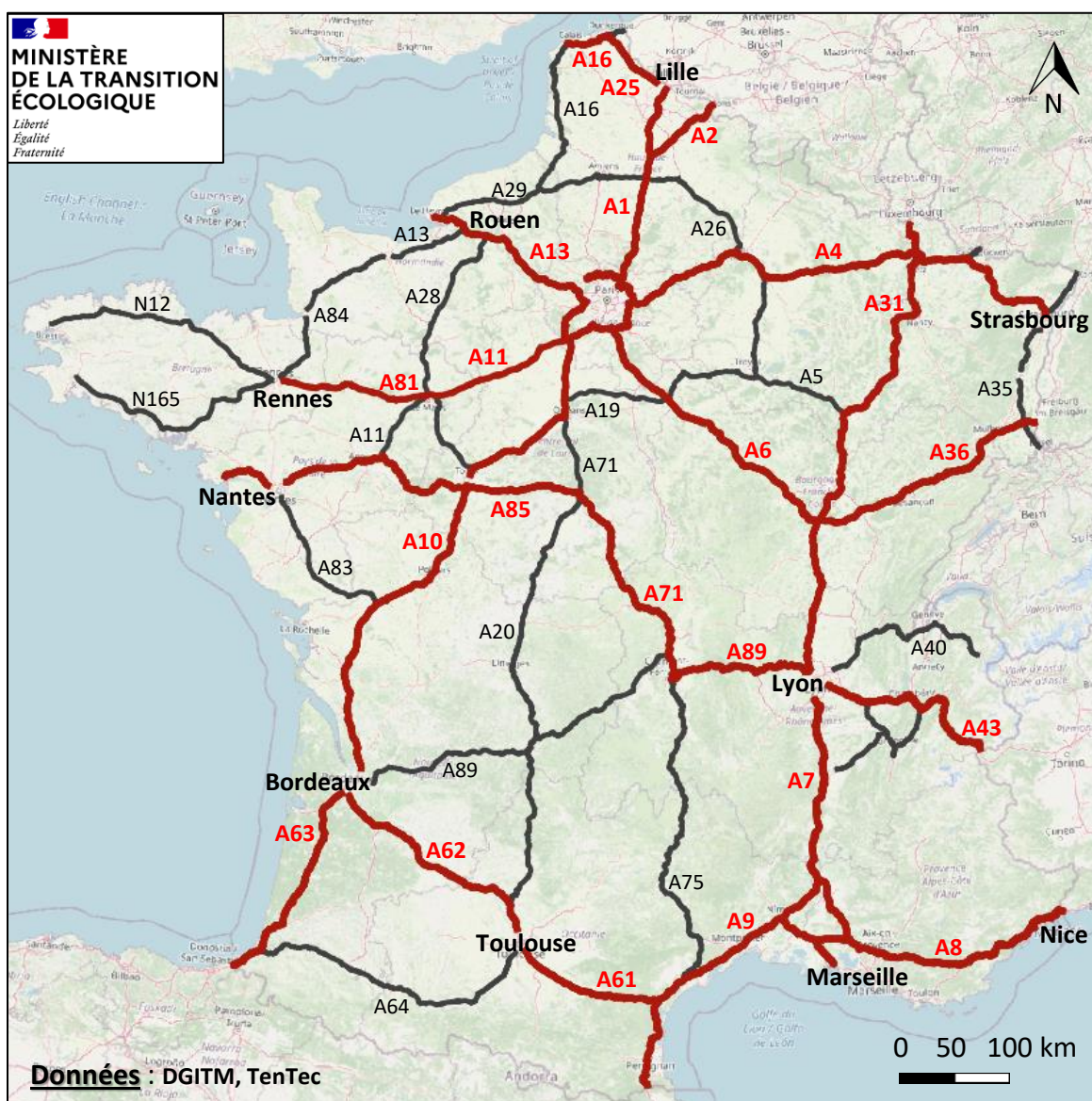
N° DE FICHE	TITRE ET CONTENU	REDACTEUR	CONTRIBUTEUR
1. Infrastructure			
1.1.	Réseau retenu pour les phases 2030 et 2035	Romarc Nègre	Olivier Gavaud
1.1. bis	Optimisation de la longueur de route à équiper	Fabien Perdu	Pierre Chaniot
1.1. ter	Hypothèses fondamentales, prédimensionnement de l'ERS et interopérabilité	Pierre Chaniot	Marc Raynal
1.2.	Coûts d'investissement, maintenance, renouvellement, dont dimensionnement technique	Marc Raynal	Pierre Chaniot Olivier Gavaud, Romarc Nègre
1.3.	Coûts de raccordement électrique	Pierre Chaniot	Marc Raynal, Romarc Nègre, Olivier Gavaud
1.4.	Coût d'investissement et d'opération des bornes de recharge forte puissance	Olivier Gavaud	Marc Raynal, Romarc Nègre
2. Véhicules			
2.1.	Synthèse des TCO des PL diesel, gaz, électrique, hydrogène et hybride diesel/électrique ERS aux horizons 2030, 2040, 2050.	Marc Raynal	Olivier Gavaud, Patrick Péлата
2.2.	Coût d'adaptation à l'ERS d'un PL, d'un VUL, d'un VP et consommation de matière	Marc Raynal	Olivier Gavaud
2.3.	Consommation des PL diesel, GNV, électrique sur autoroute en 2020, 2030, 2050	Marc Raynal	Olivier Gavaud
2.3. bis	Chiffre des économies d'énergie réalisées grâce à la recharge de la batterie au freinage	Pierre Chaniot	Marc Raynal
2.4.	Coût, capacité de stockage, vitesse de recharge, durabilité, ACV des batteries 2025, 2030, 2040, 2050	Patrick Péлата	Olivier Gavaud
3. Energies			
3.1.	Biogaz : disponibilité 2030 et 2050, coût 2021, 2030, 2050, ACV et fuites	Pierre Chaniot	Olivier Gavaud
3.2.	Biodiesel : disponibilité 2030 et 2050, coût 2021 et 2030, ACV	Pierre Chaniot	Olivier Gavaud
3.3.	Electricité : coûts France pour les opérateurs ERS, ACV moyenne Europe (2030, 2040, 2050)	Patrick Péлата	
3.4.	Hydrogène : disponibilité, coût France, ACV (2030, 2040, 2050)	Patrick Péлата	Olivier Gavaud
4. Parc, usages et trafics			
4.1.	Description du modèle Marvell utilisé	Romarc Nègre	Olivier Gavaud
4.2.	Principales hypothèses utilisées pour l'estimation des reports de trafic	Romarc Nègre	Olivier Gavaud
4.3.	Estimation du taux de PL circulant de façon récurrente sur les autoroutes concédées françaises	Romarc Nègre	Olivier Gavaud, Marc Raynal, Pierre Chaniot

N° DE FICHE	TITRE ET CONTENU	REDACTEUR	CONTRIBUTEUR
4.4.	Estimation des PL et VUL captés en cas d'interopérabilité	Pierre Chaniot	Olivier Gavaud
5. Bilan socio-économique et modèle économique			
5.1.	Bilans par acteur : opérateur d'ERS/concessionnaire, transporteurs, puissance publique	Romarc Nègre	Olivier Gavaud, Marc Raynal, Pierre Chaniot
6. Planning			
6.1.	Macro-planning de déploiement : procédures européennes, études et travaux	Marc Raynal	Olivier Gavaud, Romarc Nègre
6.1. bis	Macro-planning conduisant à une décision européenne cohérente avec 2030	Romarc Nègre	Olivier Gavaud
7. Indicateurs			
7.1.	Coût à la tonne de CO ₂ évitée	Romarc Nègre	Olivier Gavaud
7.2.	Bilan de consommation matière : consommation de matière des différentes solutions et comparaison par rapport à la solution électrique sans ERS	Pierre Chaniot, Fabien Perdu	Olivier Gavaud

Fiche n° 1.1 : Réseau retenu pour les phases 2030 et 2035

OBJECTIF : Définir un réseau de ERS pertinent en tenant compte des typologies de voies, des contraintes temporelles, des flux européens du transport longue distance de marchandises et de la couverture territoriale du réseau d'ERS envisagé.

RESULTATS : Un déploiement des ERS en **deux phases** : la première (en rouge sur la carte ci-dessous) définit un linéaire d'environ **4 900 km en 2030** en reprenant largement le réseau routier transeuropéen actuel (RTE-T), la seconde (en noir sur la carte ci-dessous) permet d'atteindre près de **8 850 km de déploiement total en 2035** pour un maillage accru du territoire national.



Dans l'étude, la liste des sections de voies équipées de ERS selon chaque phase de déploiement est indiquée ci-dessous. Il est important de rappeler que l'équipement du linéaire existant ne s'effectue qu'à 80 % (cf. fiche 1.1 ter. Hypothèses fondamentales de dimensionnement, prédimensionnement de l'ERS et interopérabilité).

Périmètre 2030 (4 900 km)

N°	Localisation
A1	Paris–Lille
A2	Comblès–Belgique
A3	Paris–Roissy
A4	Paris–Strasbourg
A6	Paris–Lyon
A7	Lyon–Marseille
A8	Coudoux–Italie
A9	Orange–Espagne
A10	Paris–Bordeaux
A11	tronçons Paris–Le Mans/Angers–Nantes
A12	Bailly–Montigny-le-Bretonneux
A13	tronçon Paris–Pont-Audemer
A14	La Défense–Orgeval
A16	tronçon Calais–Dunkerque
A25	Lille–Berques
A31	Beaune–Luxembourg
A36	Beaune–Allemagne
A43	Lyon–Italie
A54	Nîmes–Salon-de-Provence
A61	Narbonne–Toulouse
A62	Toulouse–Bordeaux
A63	Bordeaux–Espagne
A71	tronçon Vierzon–Clermont-Ferrand
A81	Le Mans–La Gravelle
A85	Angers–Vierzon
A89	tronçon Clermont-Ferrand–Lyon
A104	La Francilienne
A131	est du Havre
A711	est de Clermont-Ferrand
N157	tronçon La Gravelle–Rennes
N165	tronçon Nantes–Savenay
N171	tronçon Savenay–Saint-Nazaire

Périmètre 2035 (3 950 km)

N°	Localisation
A5	tronçon Sens–Langres
A11	tronçon Le Mans–Angers
A13	tronçon Pont-Audemer–Caen
A16	tronçons Calais–Abbeville et Dunkerque–Belgique
A19	Sens–Orléans
A20	Vierzon–Montauban
A26	tronçon Reims–Saint-Quentin
A28	sauf Rouen–Saint-Saëns
A29	sauf sud du Havre
A35	Saint-Louis–Lauterbourg
A40	Mâcon–Sallanches
A41	tronçon Grenoble–Chambéry
A42	sauf approche de Lyon
A48	Bourgoin-Jallieu–Grenoble
A49	Valence–Grenoble
A51	Grenoble / Aix–Gap
A64	Bayonne–Toulouse
A71	tronçon Orléans–Vierzon
A75	Clermont-Ferrand–Béziers
A83	Nantes–Niort
A84	Rennes–Caen
A89	Bordeaux–Clermont-Ferrand
A320	Forbach
A480	ouest de Grenoble
N12	Rennes–Brest
N24	tronçon Rennes–Ploërmel
N165	tronçon Vannes–Quimper
N166	Ploërmel–Vannes

Principes généraux de définition du réseau de ERS

La définition du périmètre de déploiement des ERS pour les besoins de l'étude répond à plusieurs principes développés ci-dessous :

- La **dimension intrinsèquement européenne** des ERS conduit à l'équipement prioritaire du réseau routier transeuropéen actuel (RTE-T) dès la première phase (en 2030), ainsi

qu'à la conservation de liaisons transnationales essentielles avec la Belgique, le Luxembourg, l'Allemagne, la Suisse, l'Italie et l'Espagne dans la seconde phase.

- La **condition *sine qua non* d'universalité des poids lourds** ERS appelle à l'équipement d'une large partie du réseau autoroutier lors de la seconde phase en 2035. Ce principe majeur de **couverture géographique du territoire national** explique également l'inclusion du linéaire Paris-Rennes dès la première phase dans le but de desservir une partie importante de la péninsule bretonne. Le maillage territorial répond au principe qui veut que tout point du territoire national soit à moins de 125 km d'un ERS à vol d'oiseau, ce qui correspond approximativement à un trajet aller-retour pour un poids lourd ERS de 250 km d'autonomie (cf. hypothèses d'autonomie dans la *fiche 1.1. ter. Hypothèses fondamentales de dimensionnement...*).
- Les **contraintes temporelles** de déploiement influencent notablement l'équipement du réseau de ERS. Premièrement, la mise en œuvre de la première phase doit impérativement être effective au plus tard en 2030, de manière à ce que les constructeurs automobiles et les transporteurs anticipent leurs stratégies de production ou de possession. En effet, nous rappelons ici les impératifs normatifs du règlement européen auxquels les transporteurs devront se soumettre en 2030, impératifs qui stipulent une réduction d'au moins 30 % des émissions des poids lourds neufs par rapport à 2020 à cette échéance. Toutefois, les délais de déploiement des ERS à l'échelle nationale ne permettent pas d'envisager un équipement massif et viable pour toute la profession dès 2030. Il a ainsi été proposé de répartir le déploiement des ERS en deux phases successives, une solution permettant à la fois d'enclencher une dynamique de verdissement du parc de poids lourds et d'envisager un calendrier de travaux atteignable (cf. *fiche 6.1. Macro-planning de déploiement : procédures européennes, études et travaux*).
- Dans le prolongement des contraintes temporelles, des **contraintes de chantier et d'exploitation** ont par ailleurs conduit à ne pas équiper en ERS les voies urbaines au gabarit autoroutier des principales agglomérations françaises. Les difficultés de déploiement dans ces zones denses ont été jugées trop importantes pour un développement rapide, du moins à l'horizon 2030. Les principaux ouvrages d'art et les portions de franchissement des principaux cours d'eau ont également été écartés du périmètre.
- La **minimisation de l'équipement du réseau non concédé** fait suite à un certain nombre de contraintes supplémentaires par rapport au déploiement sur le réseau concédé, liées notamment au contexte de décentralisation, aux responsabilités et au financement. Si le réseau non concédé occupe une place minimale dans la première phase, le principe essentiel de couverture géographique se traduit par un déploiement important des ERS sur le domaine public lors de la seconde phase en 2035.

- La **cohérence globale du réseau déployé** suggère en outre la non intégration de certains tronçons isolés sans continuité avec le linéaire d'ensemble. Cette exclusion est cependant subordonnée au principe majeur de couverture géographique.
- Enfin, la **réalité des trafics poids lourds actuels** a conduit à ne pas inclure dans le périmètre de déploiement les axes aux taux d'occupation moyens les plus faibles (moins de 500 000 PL.km annuels par km). Ce critère explique notamment que l'A65 et l'A87 n'aient pas été retenus.

La prise en compte de l'ensemble de ces critères tend à définir un réseau de ERS sur des bases relativement objectives, même si des ajustements ponctuels pouvant déroger aux principes de base énoncés ont été discutés. A noter qu'au sein du groupe de travail, un travail complémentaire de nature différente à consister à estimer le réseau de ERS théorique et optimal à l'échelle nationale (cf. *fiche 1.1 bis. Optimisation de la longueur de route à équiper*).

Données d'entrée pour le GT1 ERS 'Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS'

Fiche thématique 1.1 bis : Optimisation de la longueur de route à équiper

Date : Juin 2021

Auteur : Fabien Perdu

Résumé exécutif

Comparée à la solution de véhicules purement électriques à batteries, la route électrique permet de réduire les coûts et les impacts environnementaux sur deux postes essentiels : les batteries embarquées dans les véhicules et les bornes de recharge.

La présente fiche s'attache à étudier le lien entre le coût de l'infrastructure et le coût évité en termes de batteries embarquées. Un calcul simple permet de trouver un optimum sur la somme de ces deux coûts, et de le comparer à la solution 100% batteries.

L'approche adoptée est conservatrice, dans le sens où les hypothèses retenues sont globalement défavorables à la route électrique, ce qui renforce les conclusions ci-dessous.

- L'optimum pour les PLs seuls est proche de 11 500 km d'ERS, les véhicules ayant une autonomie de 190 km. Le gain par rapport à la solution 100% batteries est de 4.3 Mds€/an
- L'interopérabilité avec les voitures permet un gain supplémentaire de 2.1 Mds€/an et facilite l'électrification massive du parc. Le réseau optimum approche alors 15 000 km et l'autonomie requise est de 150 km.
- L'intérêt d'un tronçon se mesurant non à sa fréquentation mais à la réduction de la taille de batteries qu'il permet sur tout le parc, une péréquation tarifaire est indispensable pour que le maillage du territoire reste sans trous, l'inverse incitant à augmenter la taille des batteries.

1. Modèle très simplifié de relation autonomie / longueur de route équipée

Les coûts et impacts environnementaux de l'infrastructure route électrique sont proportionnels à la longueur de route équipée, tandis que ceux des véhicules (supposés à batterie) augmentent avec l'autonomie requise.

Les coûts énergétiques pour le roulage sont quasiment les mêmes que le véhicule roule sur ERS ou sur batterie, car dans les deux cas il s'agit d'électricité avec un très bon rendement. Ils sont donc exclus du raisonnement, qui va reposer sur la relation entre la longueur de route équipée et l'autonomie requise.

Pour trouver cette relation, plaçons-nous dans le cas ultra-simplifié d'un réseau routier équipé en ERS formant un maillage carré de côté 'a'. Supposons que le début et la fin des trajets peut se faire en ligne droite, selon le chemin le plus court.

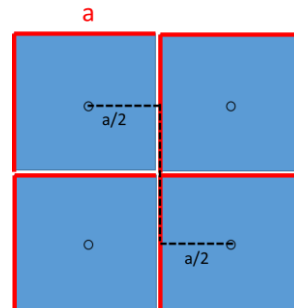


Figure 1. Représentation du réseau carré de côté a. La distance à parcourir pour rejoindre le réseau est au maximum de a/2 et celle pour rejoindre la destination depuis le réseau est aussi de a/2 au maximum.

Comme on le voit Figure 1, il faut une autonomie de a/2 pour rejoindre le réseau ERS depuis n'importe quel point de départ, et de nouveau une autonomie de a/2 pour rejoindre n'importe quelle destination depuis le réseau ERS. Si on a la garantie que la batterie peut être rechargée sur l'ERS, et de pouvoir se charger au point de départ et au point d'arrivée, alors une autonomie de a/2 suffit. Cependant, la part du trajet effectuée sur l'ERS peut être très courte et insuffisante à la recharge, par exemple si le point de départ et la destination sont dans deux carrés adjacents. On considère donc que l'autonomie A nécessaire pour les véhicules empruntant ce réseau ERS parfait vaut a, le côté des carrés.

$$A = a$$

Appelons S la superficie du territoire, et L la longueur de route équipée. Pour chaque maille carrée, il faut équiper une longueur de 2a (4 côtés de longueur a, partagés chacun entre 2 mailles voisines), ce qui permet de desservir une superficie a² :

$$L = 2S/a$$

Donc au final

$$A.L = 2S$$

Plus la longueur équipée augmente, plus l'autonomie nécessaire diminue, et réciproquement. Le produit des deux est proportionnel à la superficie du territoire à couvrir.¹

2. Recalage du modèle sur un réseau réel

¹ Il est intéressant de noter que la même équation précisément s'obtient également pour un réseau à maille triangulaire, et un réseau à maille hexagonale, avec le même facteur 2 multiplicatif. Dans le cas de mailles rectangulaires, la relation est similaire mais le facteur multiplicatif est différent. Il va de 1 pour des mailles très allongées (à la limite le réseau ressemble à un peigne) à 2 (mailles carrés).

Deux facteurs nécessitent de recalibrer ce modèle. Le premier découle du fait que le réseau n'est pas un maillage carré parfait, et le deuxième du fait que les véhicules ne peuvent rejoindre le réseau à vol d'oiseau.

Ces deux effets peuvent être pris en compte par un facteur correctif multiplicatif noté α .

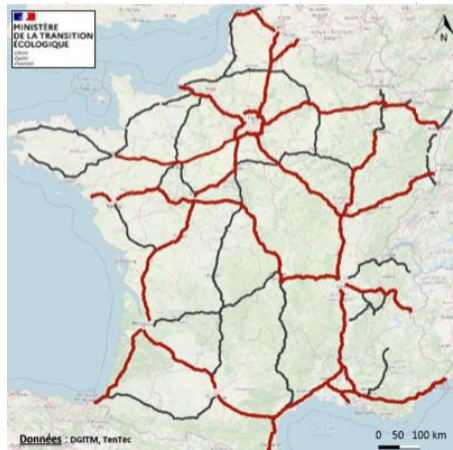


Figure 2. Réseau réaliste maillant le territoire avec 8751 km d'ERS

Si l'on considère le réseau réaliste de la Figure 2, il diffère du réseau carré par le fait que les mailles sont de taille inégale. L'autonomie est dictée par quelques grandes mailles, mais la longueur de route équipée est dictée par de nombreuses petites mailles.

Sur cet exemple, la longueur équipée est de $L=8751\text{km}$ et tout point du territoire est à moins de 100km de l'ERS, ce qui comme nous l'avons vu implique une autonomie de $A=200\text{km}$. Sachant que la superficie est de $S=550\,000\text{km}^2$, nous avons $A.L = 3.18 S = 2S * 1.59$.

Nous utiliserons ce réseau pour caler l'écart au maillage carré parfait, avec un facteur

$$\alpha_{\text{maillage}} = 1.6$$

Pour passer de la distance à vol d'oiseau à la distance réelle parcourue pour rejoindre le réseau, nous appliquerons le facteur de tortuosité avancé lors la réunion du 1^{er} juin du GT1 et utilisé également dans la note de prédimensionnement :

$$\alpha_{\text{tortuosité}} = 1.25$$

Au total, la relation corrigée s'écrit :

$$A.L = 2\alpha.S, \text{ avec}$$

$$\alpha = \alpha_{\text{maillage}} \cdot \alpha_{\text{tortuosité}} = 2$$

3. Optimisation du coût global

Cette relation peut être utilisée pour optimiser la longueur de route à équiper, à partir :

- du coût d'équipement en ERS d'un kilomètre de route : c_L
- de la durée de vie de l'ERS : t_L

- du coût d'équipement pour l'ERS d'un véhicule : c_V
- du coût des batteries pour un kilomètre d'autonomie sur un véhicule : c_A
- de la durée de vie des véhicules : t_V
- du nombre de véhicules concernés : n_V

En effet, le coût total par année (équipement + autonomie des véhicules) peut être calculé sans actualisation par :

$$c_{tot} = n_V \frac{c_V + A \cdot c_A}{t_V} + L \frac{c_L}{t_L}$$

Evidemment ce modèle est simpliste, car il suppose que tous les véhicules s'équipent de la même façon, et que tous les kilomètres d'ERS sont équipés de la même façon. Il pourrait être complexifié en définissant plusieurs classes de véhicules et plusieurs classes de routes.

Il a cependant le mérite de permettre de calculer l'optimum en longueur équipée et en autonomie :

$$A = \sqrt{\frac{2\alpha \cdot S \cdot c_L \cdot t_V}{n_V \cdot c_A \cdot t_L}}$$

$$L = \sqrt{\frac{2\alpha \cdot S \cdot n_V \cdot c_A \cdot t_L}{c_L \cdot t_V}}$$

$$c_{tot} = \frac{n_V \cdot c_V}{t_V} + 2 * \sqrt{\frac{2\alpha \cdot S \cdot n_V \cdot c_A \cdot c_L}{t_V \cdot t_L}}$$

Il faut noter que ce modèle passe sous silence le coût des bornes de recharge qui ont d'autant moins besoin d'être nombreuses et puissantes que l'ERS est largement développée. Ce coût serait important à modéliser mais nécessiterait un modèle de trafic bien plus complexe. Les résultats trouvés seront donc moins favorables à l'ERS que la réalité.

4. Application à l'ERS pour les poids lourds en France

Les paramètres retenus sont les suivants :

Superficie du territoire	S	550 000 km ²	
Facteur correctif réseau réel	α	2	Section 2 de la présente note
Coût d'infrastructure ERS	c_L	4 M€/km	2035, 1 voie 2 sens, conservatif
Durée de vie de l'ERS	t_L	20 ans	Calculs de TCO du GT1
Coût d'équipement PL	c_V	3000€	Calculs de TCO du GT1
Coût d'un kilomètre d'autonomie	c_A	143 €/km/PL	1.43 kWh/km, 100 €/kWh _{batterie}
Durée de vie des PLs	t_V	8 ans	Calculs de TCO du GT1
Nombre de PLs	n_V	681 000	SDES compte des transports, valeur 2018
Autonomie en l'absence d'ERS	A_0	750 km	Calculs de TCO du GT1, soit une batterie de 1200 kWh

Le coût d'infrastructure ERS considéré est le plus conservatif possible. En effet, il prend pour hypothèses : la technologie d'alimentation par le sol la plus onéreuse (Alstom), une puissance de 400 kW/PL (borne haute), un dimensionnement de 2 MW/km (supérieur à la moyenne), et un taux de

linéaire équipé de 80% (borne haute). En conséquence, le coût unitaire moyen serait de 3.64 M€/km, encore majoré à 4M€/km.

Avec ces données, l'optimum est le suivant :

- Longueur du réseau ERS : 11 572 km
- Autonomie des PL sur batterie : 190 km
- Coût total (ERS + batteries + équipement des PL) : 4.88 Mds€/an

Pour comparaison, le coût des batteries seules dans l'option 100% batteries sans ERS, avec 750 km d'autonomie, est de 9.13 Mds€/an.

5. Intérêt de l'interopérabilité poids lourds / voitures

Pour évaluer l'intérêt de l'interopérabilité poids lourds / voitures, nous considérons un deuxième parc de véhicules constitué des véhicules légers.

Les paramètres modifiés ou ajoutés sont les suivants :

Coût d'infrastructure ERS	c_L	6.2 M€/km	2035, 2 voie 2 sens, conservatif
Coût d'équipement VL	c'_V	2000€	Conservatif (2/3 du coût d'équipement PL)
Coût d'un kilomètre d'autonomie	c'_A	15 €/km/VL	0.15 kWh/km, 100 €/kWh _{batterie}
Durée de vie des VLs	t'_V	15 ans	Le nombre de cycles n'est pas limitant
Nombre de VLs	n'_V	18 000 000	SDES compte des transports, 50% de la valeur 2018
Autonomie en l'absence d'ERS	A'_0	500 km	Batterie de 75 kWh

Le surcoût d'une deuxième voie équipée est évalué à 1.1 M€/km/sens (Alstom). De façon conservative, nous considérons que sur tout le réseau 2 voies seront équipées, alors qu'une partie de ce réseau est en route nationale à 1 voie.

Le nombre de VLs bénéficiant de l'ERS (c'est-à-dire le nombre de ceux pour lesquels la présence de l'ERS permet de réduire la taille de la batterie) est supposé être, à terme, 50% du parc.

Avec ces données supplémentaires, le nouvel optimum est le suivant :

- Longueur du réseau ERS : 14 633 km
- Autonomie sur batterie des PLs et VLs : 150 km
- Coût total (ERS + batteries + équipement des PL) : 11.7 Mds€/an

Pour comparaison, le coût des batteries seules dans l'option 100% batteries sans ERS, est de 18.1 Mds€/an.

La longueur de réseau optimum trouvée correspond presque à la totalité des autoroutes et des nationales, ce qui confirme que l'hypothèse d'installation de deux voies sur tout le réseau est fortement pénalisante et que le coût réel serait inférieur au coût calculé.

6. Discussion

Le coût de la solution ERS pour les poids lourds est donc inférieur d'un facteur 2 au coût des batteries de l'option 100% batteries, ce qui permet de gagner 4.2 Mds€ sans même compter la contribution des bornes de recharge.

Chaque tronçon d'ERS a un rôle dans ce gain. Ce rôle n'est pas d'apporter l'énergie à un certain trafic de camion, puisque dans le scénario 100% batteries, les camions roulent aussi à l'électricité et avec le même rendement. Ce rôle est plutôt de participer à ce qu'aucun point du territoire ne soit trop éloigné de l'ERS, permettant ainsi de réduire la taille des batteries de l'ensemble du parc. En effet, les transporteurs ne voulant pas perdre de fonctionnalité par rapport au Diesel, les batteries de chaque camion seront dimensionnées pour les points du territoire les plus éloignés de l'ERS.

De ce point de vue, il est souhaitable d'adopter une péréquation tarifaire à l'échelle de l'ensemble du réseau, sans quoi les tronçons peu fréquentés disparaîtraient et tous les véhicules seraient contraints, pour des trajets peu fréquents, d'embarquer des batteries plus grosses.

L'extension de l'ERS aux voitures conduit à un réseau maillé un peu plus finement (presque 15000 km au lieu de 11 500 km) et fait gagner 2.2 Mds€/an de plus (6.4 Mds€/an au total), sans compter la contribution des bornes de recharge.

La possibilité de faire tous les trajets avec une petite batterie permettrait certainement une accélération forte du déploiement du véhicule électrique, en réduisant le coût des véhicules², en éliminant la contrainte d'autonomie et la complexité de la recharge.

Il est intéressant de noter que le gain total en batteries sur les voitures est du même ordre que celui sur les PLs (vers 6-7 Mds€/an). En revanche, le coût d'équipement des voitures pour capter l'électricité compte pour 1/3 du coût total, l'infrastructure et la batterie représentant les deux autres tiers, alors qu'il est négligeable pour les PLs. Le gain lié à l'interopérabilité est donc sensible à la donnée sur le coût d'équipement des voitures, qu'on a choisi pénalisant.

L'hypothèse que la deuxième voie est nécessaire sur toutes les routes est aussi certainement très pénalisante pour l'évaluation de l'interopérabilité.

Il serait intéressant de faire ces mêmes calculs en termes d'émissions de gaz à effet de serre, en incluant la fabrication des différents composants. Il est probable qu'elle présente la même tendance que les coûts.

Enfin, réduire fortement le stock de batteries présente un intérêt majeur en termes de consommation de matériaux critiques, et donc d'indépendance stratégique.

Effectuer la dépense sous forme d'infrastructure plutôt que de batteries assure également que cette dépense développe des emplois locaux et ne pèse pas sur la balance commerciale, et très peu sur la balance environnementale.

² Cette réduction est de l'ordre de 85 k€ pour un PL pour une autonomie complémentaire de 500 km (soit 850 kWh, correspondant à l'écart entre 250 km et 750 km d'autonomie) et de 4,5 k€ pour un VL, pour une autonomie complémentaire de 300 km (soit 45 kWh correspondant à l'écart entre 200 km pour l'ERS et 500 km hors ERS)

Données d'entrée pour le GT1 – « Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS »

Fiche thématique 1.1 ter : Hypothèses fondamentales, prédimensionnement de l'ERS et interopérabilité

Date : juin 2021

Auteur : Pierre CHANIOT

Résumé exécutif

La présente fiche thématique a 3 buts principaux :

- Expliquer et clarifier les hypothèses fondamentales retenues pour le pré-dimensionnement de l'ERS.
- Expliquer la méthode retenue pour pré-dimensionner l'ERS et donner un ordre de grandeur du coût d'investissement correspondant.
- Faire une première approche de l'interopérabilité et s'intéresser à l'impact de la prise en compte des VL pour l'ERS.

Voici les principaux résultats exposés dans cette fiche thématique :

- L'autonomie de la batterie des PL équipés pour l'ERS doit être de l'ordre de 360 kWh.
- La puissance délivrée par poids lourd doit être au moins égale à 250 kW et si possible atteindre 350 kW ou 400 kW.
- Un taux d'équipement des autoroutes en ERS de 80% est préférable à un taux d'équipement de 50%.
- Si tous les camions sont équipés pour s'alimenter sur l'ERS, la puissance de dimensionnement de l'ERS sera en moyenne de 1,7 MW/km/sens pour le périmètre 2035 et de 2,1 MW/km/sens pour le périmètre 2030 en considérant un apport de 400 kW par PL.
- Si tous les camions sont équipés pour s'alimenter sur l'ERS, la puissance appelée au cours des heures les plus chargées de l'année pourrait atteindre 10 GW une fois le périmètre 2035 mis en place.
- Selon la puissance voulue par PL, le coût d'investissement pour l'ERS est de l'ordre de 20 à 30 milliards d'euros pour le périmètre 2035 et de 12 à 19 milliards d'euros pour le périmètre 2030.
- L'ajout d'une deuxième voie pour les VL n'entraîne pas un surdimensionnement majeur de l'ERS et permet un gain économique considérable grâce à la diminution de la taille de millions de batteries.

Sommaire

I) Pré-dimensionnement de la batterie	3
I.1) Périmètre de l'ERS et autonomie souhaitée	3
I.2) Tronçon critique – Impact sur le dimensionnement de la batterie	4
II) Puissance délivrée par l'ERS	7
II.1) Puissance minimale	7
II.2) Ordre de grandeur de la puissance à délivrer.....	7
III) Pré-dimensionnement de l'ERS	9
III.1) Position du problème – Objectif de la démarche.....	9
III.2) Méthodologie.....	9
III.3) Résultats macroscopiques – Données de cadrage	10
III.4) Relation débit de pointe / TMJA	11
III.5) Calcul de la densité de PL au kilomètre	12
III.6) Calcul de la puissance de dimensionnement.....	13
III.7) Résultats autoroute par autoroute.....	15
III.8) Heure de pointe, foisonnement et impact sur le réseau électrique	16
III.8.1) Etude de l'heure de pointe du trafic PL	16
III.8.2) Coefficient de foisonnement– Exemple à l'échelle d'une autoroute	17
III.8.3) Ordre de grandeur de la puissance appelée à l'heure de pointe	18
IV) Méthode retenue pour le chiffrage du pré-dimensionnement – Ordre de grandeur du coût d'investissement pour l'ERS.....	20
V) Interopérabilité	23
V.1) Taille de la batterie.....	23
V.2) Puissance à délivrer pour l'ERS (sources à donner)	24
V.3) Apport de puissance nécessaire par tronçon	25
V.4) Trafic adressé, surcoût de l'installation et péage nécessaire.....	26

I) Pré-dimensionnement de la batterie

I.1) Périmètre de l'ERS et autonomie souhaitée

Voici ci-dessous le périmètre de l'ERS qui a été retenu par la DGITM. Ce périmètre doit voir le jour en deux phases : 2030 (tronçons en rouge) et 2035 (tronçons en noir).

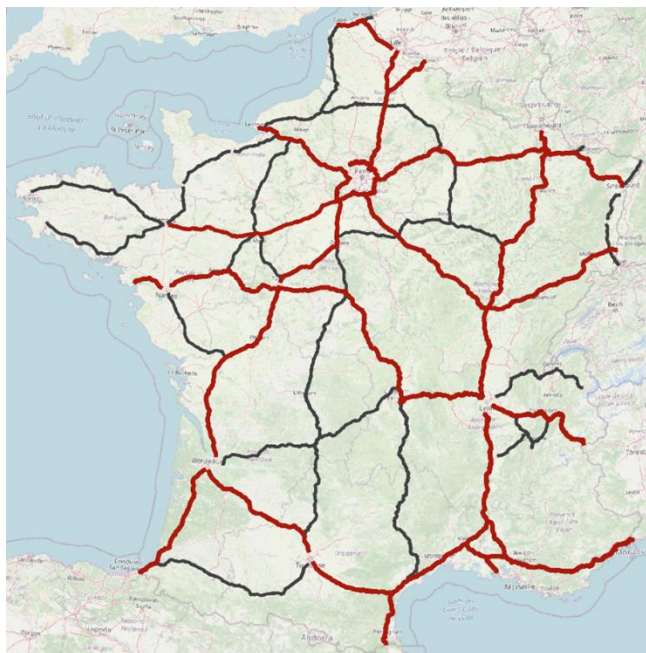


Figure 1 : Périmètre de l'ERS, phase 1 (2030, en rouge) et phase 2 (2035, en noir)

Ce périmètre a été défini de façon à ce que tous les points du territoire soient à moins de 100 km à vol d'oiseau d'une autoroute équipée en ERS. Les batteries des camions doivent donc permettre de parcourir l'aller-retour à une autoroute équipée depuis n'importe quel point du territoire.

- En considérant que le passage de la distance à vol d'oiseau à la distance réelle parcourue s'effectue par un facteur 1,25 (chiffre avancé lors de la réunion du 1^{er} juin du GT1) on retient en fin de compte une autonomie de **250 km**.

Le sous-groupe « TCO des transporteurs » a retenu une valeur de consommation moyenne de 143 kWh/100km.

- La batterie doit donc avoir une capacité **de l'ordre de 360 kWh**.

NB 1 : on choisit à ce stade de ne pas surdimensionner la batterie par rapport au « soc window » car les essais sur les cellules sont effectués avec plusieurs centaines de cycles de charge et de décharge à 100%. Il n'est pas problématique que la batterie soit déchargée ou chargée totalement ponctuellement.

NB 2 : On ne gagne que 38% de capacité par rapport à une batterie qui durerait 4h30 à 90 km/h, mais on gagne également les bornes de recharge rapide et une moindre usure de la batterie. On gagne en

revanche 70% de capacité par rapport à une batterie de 1200 kWh telle qu'elle a été retenue par le sous-groupe « Modèle économique des transporteurs ».

NB3 : En raison des restrictions de temps et de ressources, l'approche qui a été privilégiée dans les travaux sur lesquels se fondent cette note est une approche « en moyenne ». Il y a par conséquent nécessairement des cas d'usage pour lesquels la distance à parcourir excède 200 kms, et pour lesquels concomitamment :

- *Soit l'usage « naturel » de l'ERS sur le parcours est trop court pour parvenir à une recharge suffisante de la batterie pour terminer la mission sans au moins un arrêt pour recharge statique*
- *Soit l'usage de l'ERS est impossible parce que, par exemple, il représenterait un détour trop important et un allongement excessif du temps de parcours*

Nous recommandons donc de prévoir dans les travaux ultérieurs une enquête auprès des transporteurs pour évaluer de manière chiffrée l'ampleur des missions qui se trouvent « hors moyenne », et les conséquences :

- *Soit en termes de nécessité d'installer des batteries de taille supérieure*
- *Soit en termes de moyens de recharge fixe supplémentaires*

1.2) Tronçon critique – Impact sur le dimensionnement de la batterie

Nous allons maintenant chercher à comprendre si certains tronçons critiques du réseau routier national impactent significativement la valeur de 360 kWh. Nous avons à considérer deux critères :

- La puissance instantanée appelée sur ces tronçons critiques
- L'énergie consommée sur ces tronçons critiques

Le premier critère peut être traité sans s'intéresser aux tronçons critiques : on sait que la puissance d'un camion diesel varie globalement entre 250 kW et 400 kW. A priori, les moteurs électriques ne sortiront pas sensiblement de cette gamme de puissance. Même sur une forte pente, la vitesse de décharge de la batterie n'excèdera donc jamais 1-1,1C pour une capacité de 360 kWh. **Une batterie de 360 kWh ne sera donc pas dégradée par les appels de puissance sur les tronçons critiques.**

Intéressons-nous désormais au critère énergétique. Nous savons qu'en fonction de la technologie considérée, il peut être difficile d'équiper les sections de forte pente. Dans l'hypothèse où ces tronçons ne pourraient pas être équipés, nous cherchons donc à savoir si ces pentes poseront des problèmes de franchissement étant donnée la taille de la batterie retenue.

Grâce au Conseil Général des Ponts et Chaussées, nous disposons d'un rapport sur la sécurité des sections de route à forte pente. Ce rapport été établi en 2007. Si la sécurité de ces sections n'est pas le point qui nous intéresse ici, ce rapport est très utile dans notre étude car il liste l'ensemble des sections à forte pente du réseau routier national. Nous ne considérerons ici que les fortes pentes situées sur autoroute.

Nom - Localisation	Longueur (m)	Pente moyenne	Pente maximale	Dénivelé (m)	Vitesse moyenne du PL Hypothèse sur la puissance du moteur: 300 kW	Energie consommée sur l'ensemble du tronçon (kWh) Hypothèse: le camion roule à la vitesse permise par un moteur de 300 kW sur la pente moyenne du tronçon
A20 – Argenton sur Creuse	1800	5,1%		60	42 km/h	12,8
A20 – Chanteloube toit de Chaume	2000	7,0%	7%	140	32 km/h	18,6
A20 – Côte de Donzenac	7000	5,0%	6,5%	350	43 km/h	49,0
A20 – Descente d'Uzerche	3000	5,0%	5,0%	150	43 km/h	21,0
A20 – Mazartaud – Viaduc de bessines	4000	5,0%	5,0%	200	43 km/h	28,0
A31- Solvay, Laxou-Maxéville	1800	4,6%	5,0%	82	46 km/h	11,7
A33 - Houdemont	2300	5,3%	6,5%	122	41 km/h	16,9
A33 – Rosières aux salines	1240	3,5%	5,5%	44	56 km/h	6,6
A33 – Saint Nicolas de Port	700	5,7%	6,0%	40	38 km/h	5,5
A38 – Echannay Remilly en Montagne	3240	5,0%	6,0%	162	43 km/h	22,7
A38 – Mesmont Agey	2900	5,0%	5,0%	135	43 km/h	20,3
A40 – Ceignes / Bourg	2400	5,4%	6,1%	130	40 km/h	17,9
A43 – Dullin – Les Abrets	3100	5,0%		154	43 km/h	21,7
A43 – Rampe d'accès au tunnel de Fréjus	4105	4,2%	5,5%	201	49 km/h	25,0
A43 – Descente de Chambéry	3000	4,5%		140	47 km/h	19,3
A46 – Descente de Ternay	3000	4,5%		135	47 km/h	19,3
A46 – Sermonaz – Rillieux la Pape	2300	4,8%	6,5%	110	44 km/h	15,6
A48 – Col de la Rossatière	4300	5,0%		215	43 km/h	30,1
A48 – St Victor Cessieu – Coiranne	4100	5,0%		205	43 km/h	28,7
A50 – Descente de la Ciotat	4143	4,2%	6,0%	175	49 km/h	25,2
A51N – Col du Fau – Grenoble	11000	4,3%	6,0%	474	48 km/h	68,2
A6 – Bessey / Beaune	6300	3,7%	4,6%	220	54 km/h	34,9
A63 – Biriadou	1700	6,0%		80	37 km/h	13,9
A64 – Rampe de Capvern	8080	5,0%		260	43 km/h	56,5
A7 – Col du grand boeuf	6500	4,0%		260	51 km/h	38,2
A7 Col du Grand Boeuf	3500	4,0%		140	51 km/h	20,6
A71 – La Scioule	2900	6,0%	6,4%	173	37 km/h	23,6
A72 – Thiers Ouest / Thiers Est	7000	5,0%	6,5%	350	43 km/h	49,0
A75 - Antrenas / Chirac	5000	4,7%	5,6%	235	45 km/h	33,3
A75 – Auberoques	3400	6,0%	6,0%	204	37 km/h	27,7
A75 – Banassac	5000	5,1%	6,5%	255	42 km/h	35,5
A75 - Engayresque	6200	6,0%	6,3%	372	37 km/h	50,5
A75 - Escalette	7500	5,6%	8,0%	420	39 km/h	57,6
A75 – La Fageole (Nord – Sud)	6100	4,2%	6,0%	256	49 km/h	37,2
A75 – La Fageole (Sud-Nord)	3750	4,3%	6,0%	161	48 km/h	23,3
A75 – Le buisson / Antrenas	5000	3,5%	5,0%	175	56 km/h	26,7
A75 – Massiac Sud	12450	3,4%	6,0%	423	57 km/h	65,0
A8 – Descente de la Turbie	6400	5,2%	6,0%	333	42 km/h	46,2
A8 – Descente de Saint Isidore	3900	5,2%	6,0%	200	42 km/h	28,2
A84 - Gouvets	2620	5,0%	5,5%	131	43 km/h	18,3
A89 – Descente de Cambronde	5700	4,1%		234	50 km/h	34,1
A9 – Descente du Perthus	4000	5,0%		209	43 km/h	28,0

Figure 2 : Recensement des tronçons autoroutiers à forte pente

- L'énergie consommée lors de la montée par temps calme peut atteindre au maximum **68,2 kWh**. Elle dépasse 50 kWh en 5 points du territoire. Dans le pire des cas, si l'on tient compte d'un vent de face de 40 km/h, l'énergie consommée peut atteindre **83,4 kWh** sur l'A51N (Col de Fau- Grenoble).
- Si l'on considère qu'avant et après ces tronçons la consommation du camion est égale à sa valeur moyenne (143 kWh/km), le camion dispose toujours de plus de **204 km d'autonomie** si la montée s'est effectuée sans vent de face. Dans le pire des cas, (Col de Fau- Grenoble avec vent de face à 40 km/h), l'autonomie en dehors de ce tronçon est de **193 km**.
- **Pour conclure, la valeur de 360 kWh pour l'autonomie de la batterie ne pose a priori pas de problèmes vis-à-vis des tronçons critiques du territoire.**



Figure 3 : Carte des tronçons routiers à forte pente
 Figure issue du rapport du conseil général des Ponts et Chaussées

II) Puissance délivrée par l'ERS

II.1) Puissance minimale

Intéressons-nous à deux ordres de grandeur pour définir la valeur minimale de puissance que l'ERS doit pouvoir fournir à un camion.

- 1) Sur le site du CNR, on peut lire que la consommation moyenne d'un ensemble articulé de 40 tonnes est de 31,4 litres aux 100 km.

En considérant un rendement de 39% pour le moteur thermique et de 90% pour un moteur électrique, on en déduit que la consommation moyenne d'un camion électrique du même tonnage serait de **146 kWh pour 100 km** (puissance de **131 kW** à 90 km/h).

Cette consommation correspond à la consommation d'un camion qui roulerait par temps calme à 90 km/h. Le sous-groupe « TCO des transporteurs » a de son côté retenu la valeur de **143 kWh / 100 km** (**129 kW** à 90 km/h).

- 2) Soyons maintenant un peu maximalistes :

Si un camion de 44 tonnes chargé à 100% rencontre une pente de 1%, les équations de la mécanique classique montrent que la puissance consommée vaut **276 kW** pour une vitesse de 90 km/h. Pour une pente de 0,5%, cette valeur passe à **216 kW**.

- **Dans des cas légèrement défavorables (camion chargé à plein, pente faible), la puissance de propulsion peut dépasser facilement 200 kW. Il apparaît donc nécessaire que l'ERS puisse délivrer une puissance minimale de l'ordre de 250 kW par poids lourd si l'on souhaite que l'ERS permette de charger même les camions les plus chargés en plus d'assurer leur propulsion.**

- **II.2) Ordre de grandeur de la puissance à délivrer**

Considérons trois approches différentes pour définir cette valeur.

- 1) Approche théorique pour un véhicule lourd : Avec la réglementation française, un poids lourd peut peser au maximum 44 tonnes. Un tel poids lourd consomme alors **156 kW** à 90 km/h.

La recharge doit avoir lieu en un temps « raisonnable » : elle ne doit être ni trop rapide pour ne pas abimer la batterie ou surdimensionner la puissance de l'ERS, ni trop lente pour permettre de recharger effectivement le poids lourd lors d'un trajet sur une autoroute équipée. D'après les « Chiffres clés » de l'ASFA pour l'année 2017, on sait que le trajet moyen d'un poids lourd sur une section payante est de 73,1 km. Il semble donc raisonnable de considérer un **temps de charge de l'ordre de 1h à 2h**.

Enfin, même si la batterie peut ponctuellement subir un cycle de charge et de décharge complet, il est préférable pour sa durabilité de ne pas la charger à 100% lors d'un cycle de recharge quelconque. On cherche donc la puissance caractéristique qui permet de **charger 70% de la batterie c'est-à-dire 252 kWh en 1h ou en 2h**.

En considérant que la puissance de propulsion vaut 156 kW, on obtient alors les puissances suivantes à délivrer par l'ERS :

	Temps de recharge: 1h		Temps de recharge: 2h	
Taux d'équipement du réseau	50%	80%	50%	80%
Puissance à délivrer	816 kW	510 kW	568 kW	353 kW

Figure 4 : Puissance à délivrer par l'ERS en fonction du taux d'équipement du réseau et du temps de recharge souhaité

- 2) Minimisation des bornes de recharge et optimisation de l'utilisation de l'ERS : Supposons que l'ERS soit déjà installée et que tous les poids lourds aient eu la capacité de se recharger sur ERS en 2018. D'après les données du SDES pour l'année 2018, on sait que les poids lourds français et étrangers ont consommé 11,6 millions de m3 de gazole.

De plus, d'après les comptages routiers centralisés par le ministère et accessibles [ici](#), on sait que les poids lourds français et étrangers ont parcouru 11,5 milliards de kilomètres sur le réseau correspondant au périmètre 2030 et 16,1 milliards de kilomètres sur le réseau correspondant au périmètre 2035 en 2018.

Supposons que les kilomètres d'autoroute parcourus aient permis exactement de fournir l'apport énergétique total nécessaire à la propulsion des poids lourds (sur autoroute et hors autoroute). On obtient alors la puissance moyenne par véhicule qu'il aurait été nécessaire d'apporter à chaque poids lourd lors du parcours de kilomètres équipés (on suppose que la vitesse moyenne sur ces kilomètres équipés est de 80 km/h) :

	Périmètre	
Taux d'équipement en ERS	2030	2035
50%	753 kW	540 kW
80%	470 kW	338 kW

Figure 5 : Puissance théorique que l'ERS aurait dû délivrer en 2018 pour pouvoir fournir toute l'énergie nécessaire à la décarbonation du transport routier

- Il semble raisonnable que l'ERS soit capable d'apporter au moins 350 kW à 400 kW par poids lourd afin de permettre à tous les poids lourds de se recharger significativement en des temps raisonnables et de limiter ainsi le nombre de bornes de recharge statique nécessaires.

NB : c'est le véhicule qui détermine sa puissance de recharge. Le fait que l'ERS puisse potentiellement apporter ponctuellement 350 kW à 400 kW pour les véhicules lourds ne signifie pas pour autant que cette puissance sera prélevée par tous les véhicules.

III) Pré-dimensionnement de l'ERS

III.1) Position du problème – Objectif de la démarche

- La puissance appelée sur un tronçon dépend de la puissance instantanée appelée par chaque PL ainsi que du nombre de PL au kilomètre.
- Grâce à l'étude précédente, nous avons désormais des ordres de grandeur pour la puissance appelée par PL. Pour dimensionner l'ERS, il est désormais nécessaire de s'intéresser aux pointes des débits de véhicules. Pour des raisons thermiques, une infrastructure électrique doit en effet se dimensionner à la pointe. Par analogie, les stations de recharge statique sont dimensionnées à la 30^{ème} heure la plus chargée de l'année.
- Il est donc nécessaire d'étudier en détail les comptages routiers effectués sur le territoire national. Nous nous intéresserons aux centiles 95, 99 et 99,5 des comptages heure par heure dont nous disposons.
- Le premier objectif est de définir tronçon par tronçon la concentration de poids lourds qui dimensionne l'installation.
- Dans un deuxième temps, nous chercherons à comprendre quelle puissance peut être réellement appelée à l'heure de pointe à l'échelle de l'ensemble d'une autoroute. Autrement dit, nous étudierons à l'échelle de l'autoroute le ratio puissance appelée / puissance de dimensionnement.

III.2) Méthodologie

- Les routes françaises sont équipées de stations de comptage (stations Siredo). Ces stations permettent de compter 4 classes de véhicules :
 - Classe 1 : 0 à 6 m = VL
 - Classe 2 : 6 à 7 m = 3,5 T
 - Classe 3 : 7 à 9 m = 7,5 T
 - Classe 4 : > 9 m = semi-remorque
- Chaque station de comptage permet d'avoir accès aux débits heure par heure sur toute une année du type de véhicule considéré. Le Cerema centralise chaque année les remontées des comptages provenant des directions interdépartementales des routes. Le présent travail s'est appuyé sur les données 2017 et 2018.
- On ne considère ici que la classe 4. Pour chaque station de comptage, on retire les données invalides (valeurs négatives de débit) puis on extrait les centiles 99,5, 99, et 95 des débits horaires observés sur toute une année. On reconstitue également le TMJA en divisant le trafic total compté par les lignes de données valides par le nombre de lignes correspondant.

- Même si les stations de comptage sont nombreuses en France, elles sont loin de couvrir tous les points du réseau pour lesquels nous cherchons à pré-dimensionner l'ERS. La seule valeur qu'il est facile d'obtenir pour tous les tronçons est le TMJA (Trafic Moyen Journalier Annuel. Il est obtenu en calculant la moyenne sur une année du nombre de véhicules circulant sur la section, tous sens confondus, au cours d'une journée). En conséquence, nous allons chercher à obtenir une relation de type centile $x = f(\text{TMJA})$ afin de pouvoir pré-dimensionner la puissance nécessaire pour toutes les sections du réseau routier national. Les TMJA sont accessibles au lien suivant : <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/trafic-moyen-journalier-annuel-sur-le-reseau-routier-national/>

III.3) Résultats macroscopiques – Données de cadrage

Voici tout d'abord quelques résultats macroscopiques issus du traitement des comptages. L'objectif de ce tableau de cadrage est de mieux comprendre la part du trafic journalier (appelé le TMJA, Trafic Moyen Journalier Annuel) qui peut s'écouler à l'heure de pointe. En moyenne, ce ratio vaut par nature $1/24 = 4,2\%$ du TMJA.

Type de voie	Centile n°	Moyenne sur l'ensemble des stations de comptage du ratio : débit horaire de pointe pour le centile considéré / TMJA	Minimum sur l'ensemble des stations de comptage de la série des ratios : débits horaires de pointe pour le centile considéré / TMJA
Autoroutes	99,5	17,1%	10,8%
	99	16,3%	10,6%
	95	14,4%	9,9%
Nationales	99,5	22,9%	12,0%
	99	20,9%	11,8%
	95	16,7%	11,0%

Figure 6 : Données de cadrage sur les débits de pointe

Retenons comme ordres de grandeurs deux valeurs macroscopiques :

- **Sur autoroute, le débit de pointe vaut en moyenne 17,1% du TMJA (soit plus de 4 fois le débit moyen)**
- **Sur autoroute, le débit de pointe est toujours supérieur à 10,8% du TMJA. (soit plus de 2,5 fois le débit moyen)**

III.4) Relation débit de pointe / TMJA

Chaque section de route correspond à un flux maximal de véhicules : il n'est pas possible d'augmenter le débit de véhicules au-delà d'un certain seuil au-delà duquel le trafic entre en phase de congestion. Cette considération théorique s'observe très bien dans les comptages : le débit horaire maximal observé au cours d'une année n'est pas proportionnel au débit annuel. En particulier, ce débit horaire maximal plafonne pour des routes très fréquentées. Ainsi, le ratio centile x du débit horaire / TMJA est globalement décroissant au fur-et-à-mesure que le TMJA augmente.

Pour chacun des centiles des débits horaires sur une année considérés (99,5 – 99 – 95), on peut représenter le ratio centile / TMJA en fonction du TMJA. On obtient toujours la même allure de graphe. Voici par exemple la représentation du nuage de points dans le cas du centile 95 (chaque point représente une station de comptage) :

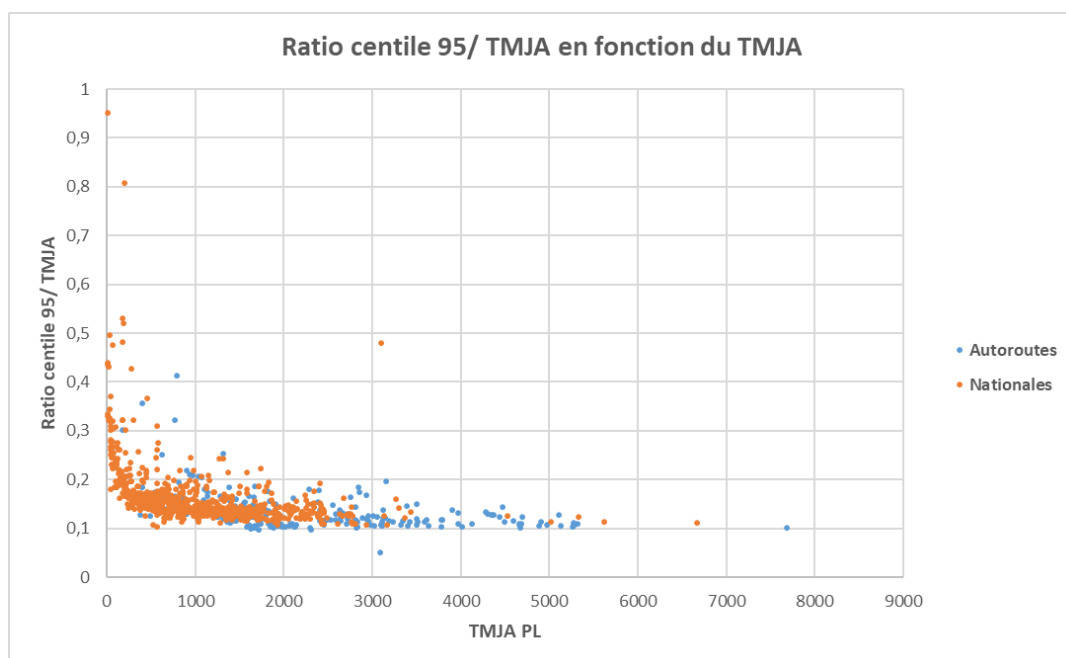


Figure 7 : Représentation du centile 95 des débits horaires de PL en fonction du TMJA PL

On peut alors procéder à une régression en cherchant une loi puissance, étant donnée la forme du graphe. On obtient ainsi pour les autoroutes et les nationales les résultats suivants :

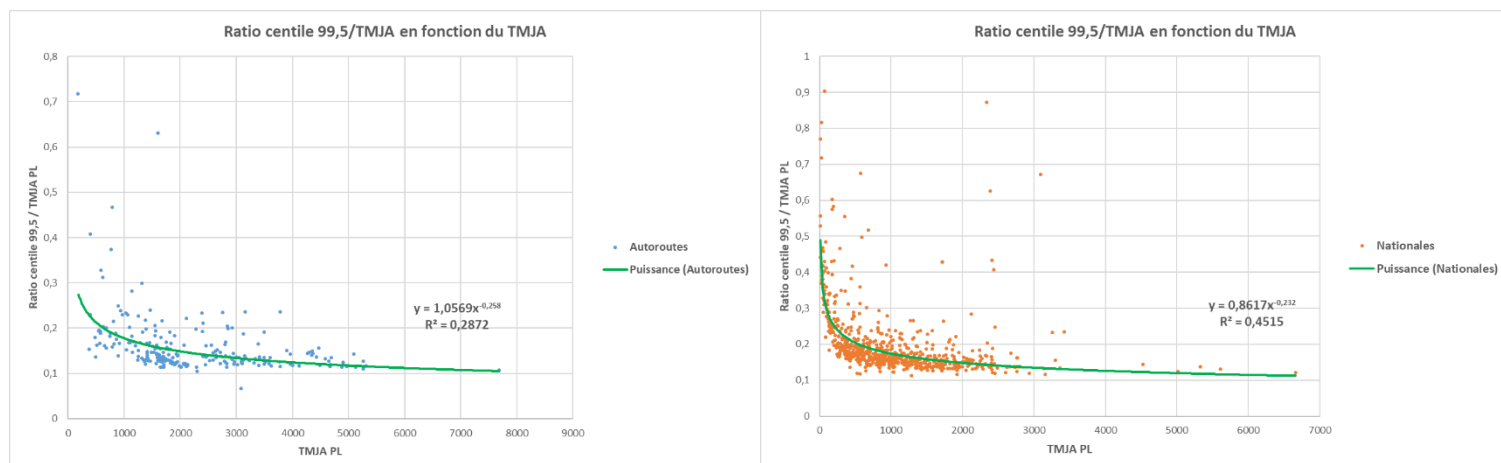


Figure 8 : Régression en loi puissance pour les débits de pointe sur les autoroutes et les nationales

On peut procéder de même pour les autres centiles. Nous retiendrons en fin de compte la relation liée au centile 99,5 par analogie avec le dimensionnement des stations de recharge statique basé sur la 30^{ème} heure de l'année.

III.5) Calcul de la densité de PL au kilomètre

En ingénierie du trafic, le débit de véhicules est le produit de la concentration de véhicules par la vitesse. Ainsi, en connaissant le débit de pointe, on pourrait déduire la concentration de véhicules au kilomètre en connaissant la vitesse du flux associé. Or, nous ne connaissons pas cette vitesse. Nous allons donc considérer par hypothèse qu'elle vaut 80 km/h pour tous les tronçons d'autoroutes. Nous choisissons cette valeur pour trois raisons principales :

- La vitesse des camions est limitée à 90 km/h et il est peu probable que les camions roulent à la vitesse maximale autorisée lorsque le trafic est élevé.
- A l'inverse, nous avons calculé les centiles les plus élevés des débits observés : nous avons donc la certitude que ces débits ont été observés en phase fluide du trafic, sinon ils auraient été inférieurs. La vitesse du flux correspondant ne peut donc pas être trop basse.
- Avec la relation débit de pointe / TMJA calculée ci-dessus, seuls 29% des kilomètres d'autoroute du périmètre 2035 correspondent à une concentration supérieure à 5 PL / km, 12,7% à une concentration supérieure à 7 PL au km et 1,5% à une concentration supérieure à 10 PL/km : la vitesse de 80 km/h est donc plausible pour une large majorité des kilomètres du périmètre 2035.

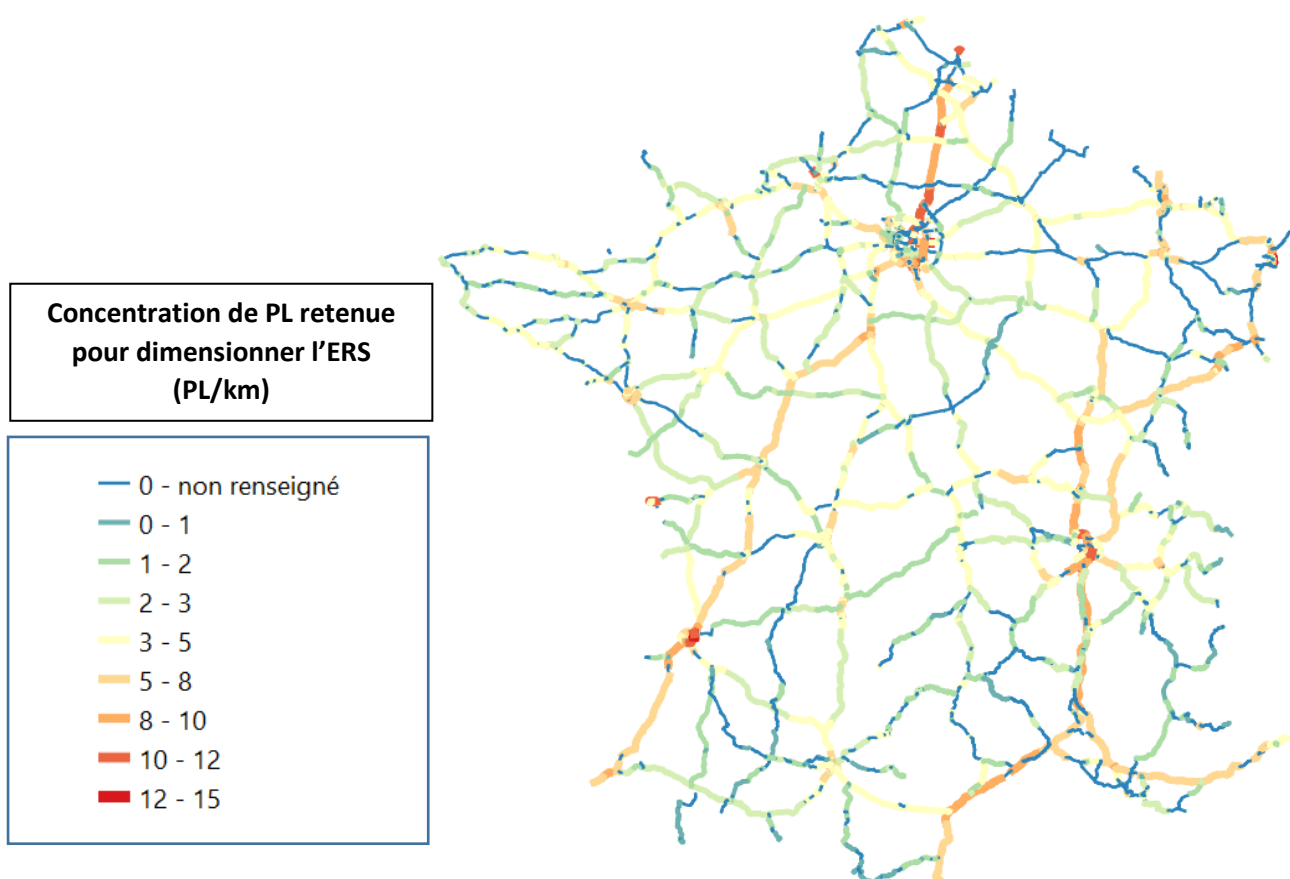


Figure 9 : Concentration de PL au kilomètre retenue pour pré-dimensionner l'ERS

En divisant le débit de pointe par 80 km/h, on obtient donc tronçon par tronçon la concentration de poids lourds que nous allons retenir pour pré-dimensionner l'ERS. Cette concentration « dimensionnante » est représentée dans la carte ci-dessus. Cette carte ne doit être en aucun cas interprétée comme une image de la concentration de poids lourds à l'heure de pointe du matin : il s'agit uniquement d'une représentation des débits de pointe observés (centiles 99,5 des débits horaires) tronçon par tronçon à l'échelle d'une année. A l'échelle de la France, la concentration moyenne à l'heure de pointe est sensiblement plus basse.

NB : Cette concentration « dimensionnante » a été calculé sur la base de débits de pointes observés pendant une heure. Il existe donc nécessairement au cours de l'année des intervalles longs de quelques dizaines de minutes pendant lesquelles cette concentration est dépassée. A ce stade de l'étude, nous n'en tenons pas compte pour le dimensionnement.

III.6) Calcul de la puissance de dimensionnement

Dans la partie II, nous avons exposé les raisons pour lesquelles la puissance à fournir par l'ERS doit être au moins supérieure à 250 kW et si possible de l'ordre de 350 kW à 400 kW. Sans données réelles ou modélisation précise, il est très délicat d'estimer une distribution réaliste des puissances effectives appelées par les poids lourds. Voici quelques raisons pour lesquelles cette évaluation est complexe :

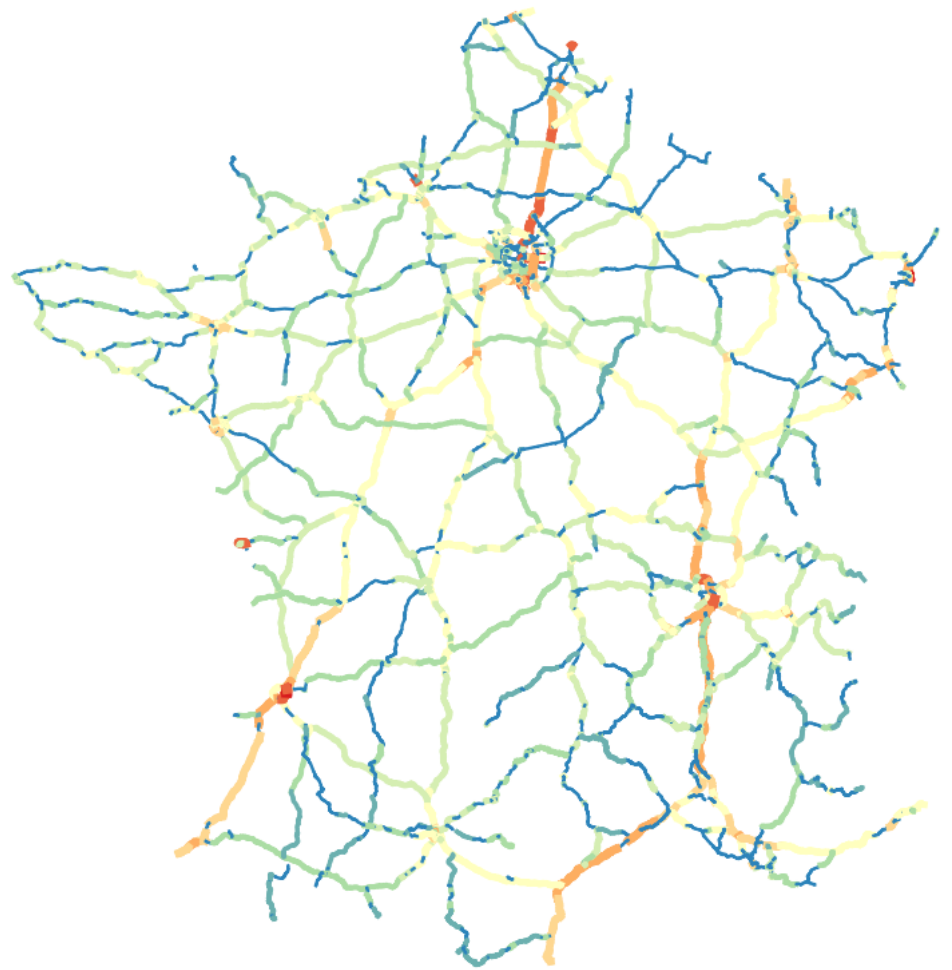
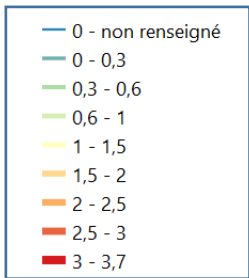
- Les camions dont la batterie est chargée prélèveront uniquement la puissance nécessaire à leur propulsion.
- Tous les poids lourds ne font pas appel à la même puissance pour se propulser et la distribution des modèles de poids lourds présents sur un tronçon évolue au cours du temps.
- Si le trafic est chargé, les véhicules consommeront moins et passeront plus de temps sur l'autoroute. Ils auront alors potentiellement un plus grand temps de charge et pourront faire un appel de puissance moindre.

Faute de disposer de données adéquates, nous considérerons deux scénarios principaux :

- Dans un premier cas de figure, chaque poids lourd prélèvera en permanence 400 kW. Ce scénario est a priori maximaliste.
- Dans un deuxième cas de figure, chaque poids lourd prélèvera en permanence 250 kW. Bien que cette valeur soit un peu arbitraire, ce deuxième scénario permettra de mieux comprendre les conséquences du fait que les poids lourds n'appellent pas 400 kW en permanence.

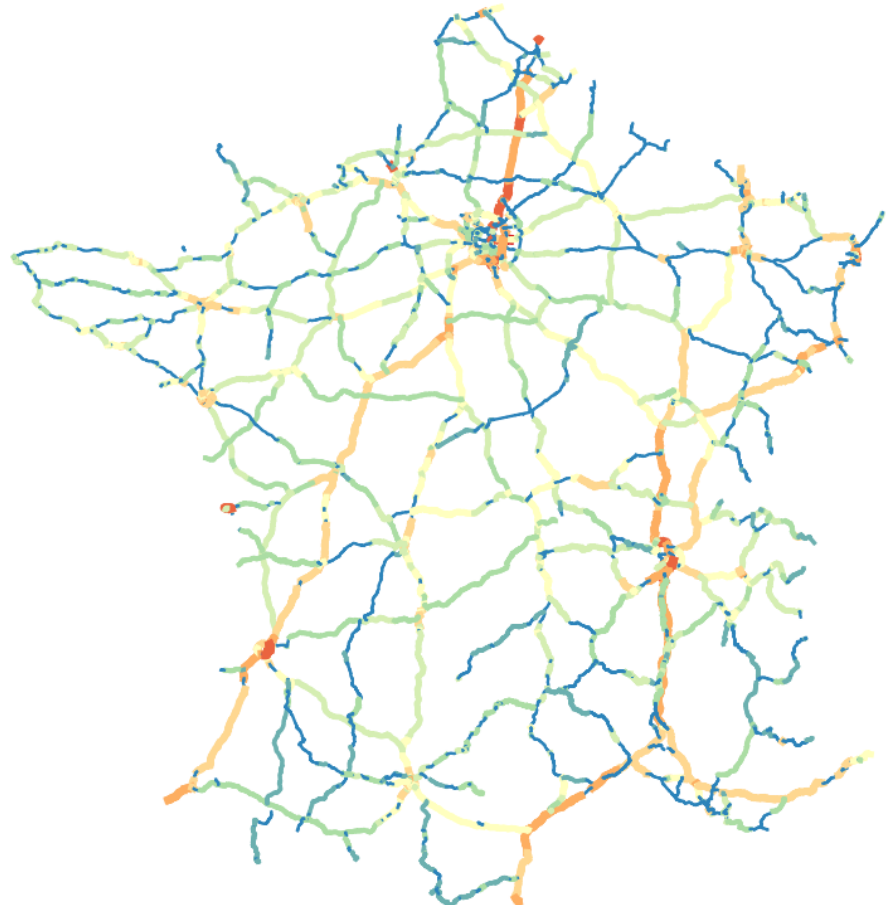
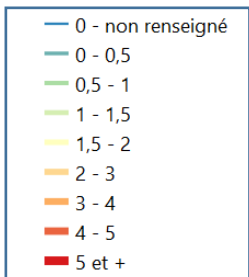
Nous étudierons deux taux d'équipement du réseau en ERS : 50% et 80%. Pour obtenir la puissance de dimensionnement par tronçon, il suffit de multiplier la concentration obtenue précédemment par la puissance par PL souhaitée.

Puissance retenue pour dimensionner l'ERS (MW/km)



Scénario 250 kW/PL

Puissance retenue pour dimensionner l'ERS (MW/km)



Scénario 400 kW/PL

Figure 10 : Puissance retenue pour dimensionner l'ERS

III.7) Résultats autoroute par autoroute

Les tronçons sur lesquels nous avons fait les calculs sont plus de 4000 à l'échelle de la France. Sans aller jusqu'à donner les résultats tronçon par tronçon, voici quelques données moyennées autoroute par autoroute (les autoroutes considérées ci-dessous sont ceux faisant partie du périmètre 2035). La puissance moyenne de dimensionnement concerne **un seul sens** à chaque fois.

Puissance délivrée par PL: 400 kW		
Route	Longueur (km)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)
A0001	192	3,8
A0002	76	2,1
A0003	15	4,7
A0004	473	1,6
A0005	180	1,1
A0006	429	2,3
A0007	267	3,2
A0008	223	2,5
A0009	259	3,1
A0010	523	1,9
A0011	309	1,4
A0012	7	2,9
A0013	218	1,9
A0014	19	1,0
A0016	144	1,3
A0019	129	0,8
A0020	381	1,5
A0025	37	1,4
A0026	94	1,7
A0028	284	0,9
A0029	215	1,1
A0031	309	2,2
A0035	68	2,4
A0036	222	2,3
A0040	198	1,4
A0041	40	0,9
A0042	40	2,3
A0043	111	1,9
A0048	50	1,2
A0049	62	0,8
A0051N	26	0,3
A0054	33	2,3
A0061	148	1,8
A0062	202	1,3
A0063	177	2,9
A0064	270	1,0
A0071	291	1,3
A0075	195	1,2
A0081	93	1,2
A0083	149	1,0
A0084	144	1,6
A0085	205	0,8
A0089	460	0,8
A0104	27	3,6
A0131	32	1,8
A0320	11	1,6
N0012	441	1,1
N0024	40	1,3
N0157	41	2,0
N0165	129	1,8
N0166	42	0,9
N0171	22	1,5
Total général	8751 km	1,7 MW/km

Puissance délivrée par PL: 250 kW		
Route	Longueur (km)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)
A0001	192	2,4
A0002	76	1,3
A0003	15	2,9
A0004	473	1,0
A0005	180	0,7
A0006	429	1,4
A0007	267	2,0
A0008	223	1,6
A0009	259	1,9
A0010	523	1,2
A0011	309	0,9
A0012	7	1,8
A0013	218	1,2
A0014	19	0,6
A0016	144	0,8
A0019	129	0,5
A0020	381	0,9
A0025	37	0,9
A0026	94	1,0
A0028	284	0,5
A0029	215	0,7
A0031	309	1,4
A0035	68	1,5
A0036	222	1,5
A0040	198	0,8
A0041	40	0,6
A0042	40	1,5
A0043	111	1,2
A0048	50	0,8
A0049	62	0,5
A0051N	26	0,2
A0054	33	1,4
A0061	148	1,1
A0062	202	0,8
A0063	177	1,8
A0064	270	0,6
A0071	291	0,8
A0075	195	0,8
A0081	93	0,7
A0083	149	0,6
A0084	144	1,0
A0085	205	0,5
A0089	460	0,5
A0104	27	2,2
A0131	32	1,1
A0320	11	1,0
N0012	441	0,7
N0024	40	0,8
N0157	41	1,3
N0165	129	1,1
N0166	42	0,6
N0171	22	1,0
Total général	8751 km	1,1 MW/km

Figure 11 : Résumé des puissances de dimensionnement autoroute par autoroute

III.8) Heure de pointe, foisonnement et impact sur le réseau électrique

Comme nous l'avons vu, les puissances installées pour l'ERS peuvent être très importantes. Il se pose immédiatement la question de la puissance réellement appelée à l'échelle d'un territoire et à l'échelle du pays. Nous allons chercher à répondre aux questions suivantes :

- Quelle est l'heure de pointe du trafic poids lourd en France ? Cette question est cruciale pour savoir si l'appel de puissance se fera en même temps que l'heure de pointe de sollicitation du réseau électrique. Si ces heures de pointe sont décalées, c'est un point très positif pour l'ERS car cela apporte de la flexibilité au réseau électrique.
- Au cours d'une même journée, quelle est la répartition des heures de pointe pour l'ensemble des stations de comptage réparties sur le territoire ? Autrement dit, la pointe du trafic de poids lourds est-elle simultanée sur l'ensemble des routes du territoire ?
- Quel est un ordre de grandeur raisonnable du coefficient de foisonnement à l'échelle d'une autoroute ? Autrement dit, quelle est la puissance appelée par rapport à la somme des puissances installées ?

Par ailleurs, nous avons déjà vu qu'il est très complexe d'estimer une distribution des puissances réellement appelées par les poids lourds présents sur un tronçon. En faisant l'hypothèse que les poids lourds prélèvent en permanence 250 kW ou 400 kW selon le scénario, nous allons également chercher à répondre à la question suivante :

- Quel est un ordre de grandeur raisonnable de la puissance appelée à l'heure de pointe à l'échelle de la France ?

III.8.1) Etude de l'heure de pointe du trafic PL

Grâce aux stations de comptage Siredo, on dispose pour les autoroutes de près de 150 000 jours de données en 2017 et en 2018 pour lesquels on connaît le trafic PL heure par heure au cours de la journée. Ces données sont issues de près de 250 points de comptage répartis sur les autoroutes françaises. Représentons pour ces 150 000 jours de données la distribution du trafic écoulé en fonction des créneaux horaires de la journée :

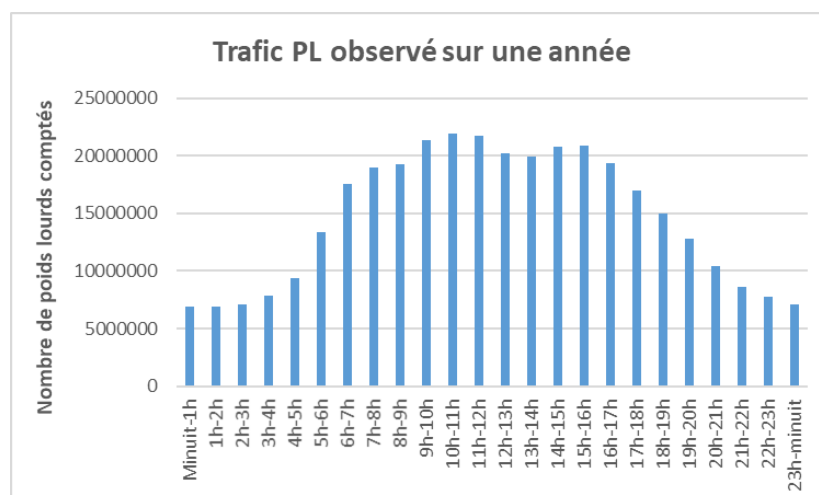


Figure 12 : Comptages des poids lourds effectués sur une année en France

- A l'échelle d'une année, le trafic PL est globalement constant sur la France **entre 7h et 17h**.
- A l'échelle d'une année, le trafic horaire minimal vaut **47%** du trafic annuel moyen.
- A l'échelle d'une année, le trafic horaire de pointe vaut **149%** du trafic annuel moyen.

Intéressons-nous désormais à ce qui se passe au cours d'une même journée.

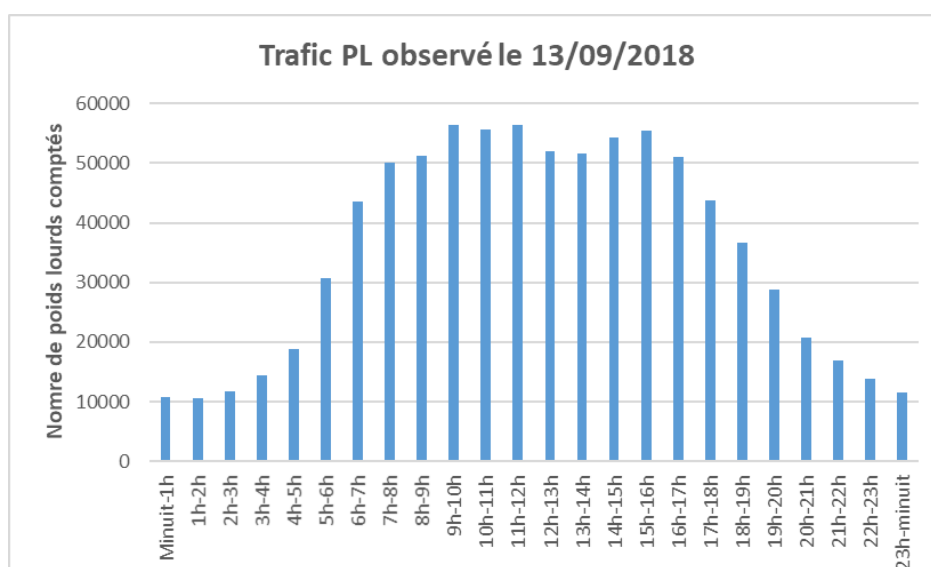


Figure 13 : Comptages effectués sur autoroute le jeudi 13/09/2018

On retrouve sur une même journée les tendances observées sur une année : à l'échelle de la France, le trafic de PL est globalement constant entre 7h et 17h.

III.8.2) Coefficient de foisonnement– Exemple à l'échelle d'une autoroute

A chaque tronçon a été associée une puissance de dimensionnement basée sur le centile 99,5 des débits horaires observés sur une année sur ce tronçon. Pour autant, à l'échelle de plusieurs centaines de kilomètres d'autoroute, les tronçons ne sont a priori pas utilisés tous en même temps à leur puissance de dimensionnement.

Nous allons chercher à déterminer un ordre de grandeur du ratio : puissance appelée sur l'ensemble de l'autoroute / puissance de dimensionnement. Nous allons le faire au travers de deux exemples en s'intéressant à une autoroute à fort trafic, l'A31, et une autoroute à faible trafic, l'A20. Nous retenons ces deux autoroutes car elles contiennent de nombreuses stations de comptage ce qui permet d'évaluer a priori correctement le ratio cherché.

Méthodologie

Pour évaluer ce ratio, nous cherchons pour chaque jour de l'année l'heure de pointe, c'est-à-dire l'heure pour laquelle la somme des trafics comptés par les stations Siredo de l'autoroute étudiée est la plus élevée. Ensuite, nous comparons le débit total trouvé pour cette heure de pointe au débit théorique de dimensionnement calculé avec la régression en loi puissance présentée dans la partie III.4 de cette fiche. Nous obtenons ainsi une valeur par jour pour le ratio : débit de pointe du jour considéré / débit théorique de dimensionnement.

Nous avons déduit la puissance de dimensionnement tronçon par tronçon en multipliant la concentration de PL au kilomètre par la puissance appelée par camion (250 kW ou 400 kW). La concentration de PL au kilomètre a été elle-même déduite en divisant le débit de dimensionnement par 80 km/h. En définitive, la puissance de dimensionnement se déduit directement du débit de dimensionnement à un facteur près.

Nous considérons donc que le ratio débit de pointe du jour considéré / débit théorique de dimensionnement est égal au ratio puissance appelée sur l'ensemble de l'autoroute / puissance de dimensionnement.

- Pour l'A31 (309 km), ce ratio vaut en moyenne **50,2%** sur l'année 2018 et ne dépasse jamais **75,7%**.
- Pour l'A20 (381 km), ce ratio vaut en moyenne **41,7%** sur l'année 2017 et ne dépasse jamais **70,5%**.

III.8.3) Ordre de grandeur de la puissance appelée à l'heure de pointe

On s'intéresse à nouveau aux 150 000 journées en 2017 et 2018 pour lesquelles nous disposons des débits de poids lourds heure par heure en 244 points de comptages autoroutiers sur le territoire. Pour chacune des heures de ces 150 000 journées, nous calculons le ratio débit horaire / débit de dimensionnement selon la méthodologie expliquée précédemment. En étudiant la série statistique de ces ratios, on obtient à l'échelle nationale les résultats suivants :

- **50%** des heures de l'année correspondent à un débit global inférieur à **23,9%** du débit de dimensionnement.
- **80%** des heures de l'année correspondent à un débit global inférieur à **49,6%** du débit de dimensionnement.
- **99,5%** des heures de l'année correspondent à un débit global inférieur à **64,9%** du débit de dimensionnement.
- **100%** des heures de l'année correspondent à un débit global inférieur à **69,2%** du débit de dimensionnement.

Taux d'équipement	Cas 250 kW				Cas 400 kW			
	2030		2035		2030		2035	
	80%	50%	80%	50%	80%	50%	80%	50%
Puissance de dimensionnement	10,0 GW	6,2 GW	14,7 GW	9,2 GW	16,0 GW	10,0 GW	23,6 GW	14,7 GW
Puissance appelée en moyenne au niveau national	3,3 GW	2,1 GW	4,6 GW	2,9 GW	5,3 GW	3,3 GW	7,3 GW	4,6 GW
Ordre de grandeur de la puissance appelée à la 30ème heure la plus chargée de l'année	6,5 GW	4,1 GW	9,6 GW	6,0 GW	10,4 GW	6,5 GW	15,4 GW	9,6 GW

Figure 14 : Puissances appelées en moyenne et à l'heure de pointe par l'ERS en fonction du périmètre considéré, de l'apport de puissance par PL et du taux d'équipement de l'ERS

Comme nous l'avons déjà évoqué, le scénario pour lequel les poids lourds présents sur autoroute prélèvent en permanence 400 kW est maximaliste. Même si elle n'est pas consolidée, la valeur de 250 kW donne a priori une image plus fidèle de la puissance qui sera réellement appelée. Retenons en fin de compte deux ordres de grandeur :

- Pour un taux d'équipement de 80% et un appel permanent de 250 kW par poids-lourd, la puissance appelée à la 30^{ème} heure la plus chargée de l'année sera de l'ordre de **9,6 GW (7%** de la puissance installée au 1^{er} mai 2021).
- Pour un taux d'équipement de 80% et un appel permanent de 250 kW par poids lourd, la puissance moyenne appelée sur toute l'année sera de l'ordre de **4,6 GW. (3,4%** de la puissance installée au 1^{er} mai 2021).

Ces chiffres et ordres de grandeur doivent être considérés avec deux nuances principales :

- Ces chiffres ont été calculés pour les PL uniquement (les VUL et VL n'ont pas été pris en compte).
- Ils ont été calculés en considérant que tous les PL effectuant des trajets sur autoroute sont équipés pour s'alimenter sur l'ERS.

IV) Méthode retenue pour le chiffrage du pré-dimensionnement – Ordre de grandeur du coût d'investissement pour l'ERS

Le coût d'investissement pour l'ERS est hautement dépendant de la puissance appelée par tronçon. Par conséquent, faire une estimation du coût de l'investissement pour l'ERS, c'est non seulement estimer les coûts d'infrastructures des différentes technologies mais aussi prendre en compte l'apport d'électricité depuis le réseau électrique. Il faut en définitive chercher à chiffrer le schéma suivant :

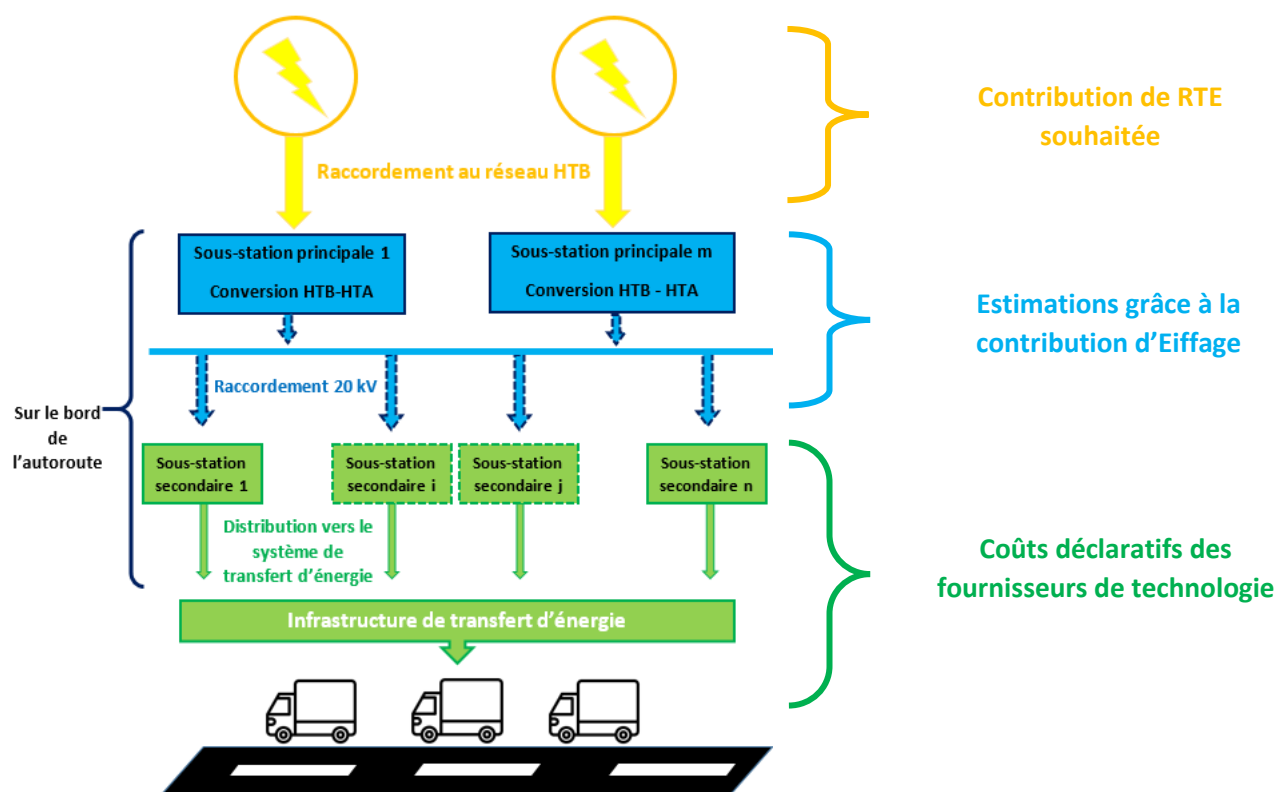


Figure 15 : Schéma de l'architecture du système ERS

Un schéma différent est envisageable, sans la « partie jaune » et avec un raccordement direct sur le réseau moyenne tension opéré par Enedis. A ce stade de l'étude, il est difficile de trancher entre les deux schémas. Cette distinction se fera sans doute lors de la construction effective de l'ERS. Il existe 2 arguments principaux en faveur du schéma avec un raccordement au réseau RTE :

- Il correspond globalement à ce qui est fait pour les lignes ferroviaires à grande vitesse et les puissances en jeu sont comparables.
- Même si l'investissement est a priori plus cher que pour le raccordement au réseau Enedis, l'accès au réseau HTB permet a priori d'accéder à des prix de l'électricité beaucoup plus faibles.

A l'inverse, 2 arguments principaux jouent en faveur d'un raccordement au réseau Enedis :

- Le coût d'investissement est a priori bien moins élevé.
- Ce choix semble plus sûr en termes de résilience du réseau électrique : pour éviter les black-out, il est plus intéressant d'avoir un réseau fortement maillé avec le reste du réseau électrique (donc de nombreux points de connexions à plus petite puissance sur le réseau de distribution plutôt que quelques points de connexion à des gros niveaux de puissance au réseau de transport).

➤ **Il sera nécessaire d'approfondir la question du raccordement électrique et des coûts associés dans des travaux ultérieurs.**

Dans le cas de notre étude, il est plus facile de chiffrer les coûts d'investissement associés au schéma issu du raccordement au RTE. C'est donc sur ce schéma que nous nous baserons.

Grâce au travail des fournisseurs de technologie et à la contribution d'Eiffage, nous connaissons les coûts d'investissement au kilomètre de la « partie verte » et de la « partie bleue » pour 16 valeurs de puissance appelée au kilomètre.

Pour obtenir une estimation du coût d'investissement de l'ERS, on se réfère pour la « partie verte » comme pour la « partie bleue » aux coûts d'investissement du premier des 16 scénarios qui permet l'apport de la puissance de dimensionnement définie plus haut. En d'autres termes, le coefficient de foisonnement appliqué est de 1 pour la « partie verte » comme pour la « partie bleue » : on ne considère pas pour ces deux périmètres que la puissance appelée à la pointe sera inférieure à la puissance de dimensionnement.

Voici brièvement les raisons pour lesquelles le coefficient de foisonnement est pris égal à 1 pour l'ensemble de la « partie verte » et pour la « partie bleue » :

- Il ne fait aucun doute que le système de transfert d'énergie directement au contact du véhicule doit pouvoir supporter les débits de pointes que voit passer le système. On rappelle que les stations de recharge statique sont dimensionnées par rapport à la 30^{ème} heure la plus chargée de l'année.
- La distance qui sépare deux sous-stations secondaires est toujours inférieure à 10 km. Or, à 90 km/h, 10 km sont parcourus en moins de 7 min. Puisque les comptages qui ont permis de calculer la puissance de dimensionnement sont des comptages qui s'écoulent sur une heure, il est raisonnable de considérer que la distance entre sous-stations secondaires est trop faible pour pouvoir appliquer un coefficient de foisonnement inférieur à 1. Techniquement, à l'échelle de quelques kilomètres, ce coefficient pourrait même être supérieur à 1. On ne tient pas compte de cette possibilité dans cette étude.
- Les sous-stations principales sont espacées de 20 à 50 km. A 90 km/h, 50 km sont parcourus en 33 min. Puisque les comptages qui ont permis de calculer la puissance de dimensionnement sont des comptages qui s'écoulent sur une heure, on sait que le débit réel a été supérieur au débit retenu pour le dimensionnement pendant au moins une demie heure. Retenir un coefficient de

foisonnement égal à 1 pour les sous-stations principales reste donc une hypothèse raisonnable en première approximation.

Avec ces hypothèses, et étant donnés les chiffres obtenus grâce à Eiffage et aux fournisseurs de technologie, on peut obtenir les ordres de grandeur suivant pour les technologies caténaire et rail dans le cadre du périmètre 2035 :

- Equiper 80% du réseau avec un apport de 400 kW par PL revient à un investissement de l'ordre de **25 à 32 milliards d'euros** (**15 à 19 milliards d'euros** pour le périmètre 2030).
- Equiper 80% du réseau avec un apport de 250 kW par PL revient à un investissement de l'ordre de **20 à 28 milliards d'euros** (**12 à 16 milliards d'euros** pour le périmètre 2030).

Les chiffres de l'induction ne sont pas encore assez stables pour donner une estimation, même large.

V) Interopérabilité

A la demande de la lettre de mission initiale, l'étude devait être centrée sur les poids lourds. On considère dans cette partie une extension aux véhicules légers. Il est a priori très intéressant que l'ERS puisse leur bénéficier pour deux raisons principales :

- L'interopérabilité permettrait d'optimiser les gains économiques de l'ERS en augmentant sensiblement la population de véhicules concernés.
- Les batteries des voitures pourraient être réduites et cet effet pourrait être considérable étant donné la taille du parc automobile.

Les VL roulent en proportion beaucoup moins que les PL sur autoroute (110,7 milliards de véhicules.kilomètres parcourus en 2018 sur autoroute contre 572,9 milliards de véhicules.kilomètres au total soit un ratio de **19,3%**). Ainsi, même en première hypothèse, il n'est pas raisonnable de considérer que 100% des véhicules légers seront équipés pour rouler sur l'ERS. Nous allons donc considérer deux hypothèses de taux de trafic autoroutier adressé par l'ERS pour les VL : **10%** et **30%**. Nous allons chercher à répondre aux questions suivantes :

- Quelle serait la taille de la batterie de véhicules équipés pour l'ERS ? Quelle serait l'économie réalisée ?
- Quelle serait la puissance à apporter par véhicule ?
- Quelle serait l'apport de puissance supplémentaire nécessaire par tronçon ?
- Quel serait le coût du péage minimal pour amortir l'équipement d'une deuxième voie ?

V.1) Taille de la batterie

- Sans ERS, RTE envisage des batteries entre 56 kWh et 89 kWh.
- Avec ERS et une autonomie nécessaire ramenée à 200 km, le CEA envisage des batteries de 30 kWh.
- On retient en fin de compte une capacité de 37,5 kWh ce qui en fin de vie à 80% de la capacité initiale correspond à une capacité effective de 30 kWh.

RTE envisage entre 7 et 15,6 millions de véhicules électriques en 2035.

- **L'économie réalisée serait donc de l'ordre de 130 à 800 GWh. Cela correspond à des émissions de CO2 évitées de l'ordre de 13 à 80 Mt et une économie de l'ordre de 13 à 80 milliards d'euros. Par comparaison, l'équipement d'une deuxième voie d'autoroute avec l'ERS pour les véhicules légers coûterait selon Alstom 15,4 milliards d'euros (périmètre 2035, taux d'équipement : 80%). En réalité, ce chiffre devrait être bien inférieur car le trafic de Poids Lourds est suffisamment faible sur une large part du réseau pour permettre aux VL de se recharger sur la même voie.**

V.2) Puissance à délivrer pour l'ERS

On retient les ordres de grandeur suivants pour la puissance nécessaire à la propulsion des VL :

- Citadine de 1,5 tonnes à 110 km/h : au moins 20 kW, jusqu'à 25 kW en hiver
- Citadine de 1,5 tonnes à 130 km/h : au moins 30 kW, jusqu'à 35 kW l'hiver
- Citadine de 1,5 tonnes à 130 km/h pente de 1% : au moins 35 kW, jusqu'à 40 kW en hiver
- Citadine de 1,5 tonnes à 110 km/h pente de 5% : au moins 45 kW, jusqu'à 50 kW en hiver.

On sait par ailleurs que la Renault Zoé comporte 3 gammes de puissance : 60 kW, 80 kW et 100 kW.

- Une alimentation minimale de 40 kW par véhicule (**50 kW** avec un taux d'équipement de 80%) est nécessaire pour que le véhicule ne se décharge pas lors du passage de pentes à 1% en hiver. Pour permettre un temps de recharge raisonnable de la batterie dans le cas d'un taux d'équipement de l'autoroute à 80%, on retient plutôt la puissance de **70 kW**.

NB : Certains VUL pourraient avoir besoin d'une puissance de recharge supérieure. On considère dans une première approche qu'ils se rechargeraient alors sur la première voie équipée pour les camions.

Pour ne pas abîmer la batterie, on considère une recharge à 70% d'une batterie de 37,5 kWh :

- Temps de recharge sur autoroute d'une batterie de 37,5 kWh (25 kW de propulsion, 70 kW apportés par l'ERS, autoroute équipée à 80% : **51 min**
- Temps de recharge sur autoroute d'une batterie de 37,5 kWh (40 kW de propulsion, 70 kW apportés par l'ERS, autoroute équipée à 80% : **1h38 min.**

On sait d'après les « Chiffres clés » de l'Asfa pour l'année 2020 que le trajet moyen d'un véhicule léger sur une autoroute concédée est de 59,3 km. Cette distance est parcourue en **36 min** à 110 km/h. Les temps caractéristiques trouvés ci-dessus sont donc cohérents, dans la mesure où l'on sait que les chiffres de l'Asfa sont sous-estimés car ils ne concernent que les portions de trajets effectuées sur les autoroutes concédées.

NB : Ponctuellement, le véhicule peut utiliser sa batterie pour répondre à des appels de puissance supérieurs à 70 kW.

V.3) Apport de puissance nécessaire par tronçon

On se pose la question suivante : l'alimentation des VL par l'ERS risque-t-elle de fortement surdimensionner l'ERS ? On se contente a priori de considérer uniquement le trafic moyen. Les voitures ne prélevant pas toutes 70 kW en même temps, on étudie deux cas : un apport de 70 kW en permanence aux VL considérés et un apport de 50 kW en permanence aux véhicules considérés.

Route	Puissance moyenne appelée par kilomètre (MW/km)- cas 50 kW		Puissance moyenne appelée par kilomètre (MW/km) - cas 70 kW		
	Taux de kilomètres parcourus par des VL équipés: 10%	Taux de kilomètres parcourus par des VL équipés: 30%	Taux de kilomètres parcourus par des VL équipés: 10%	Taux de kilomètres parcourus par des VL équipés: 30%	Quel pourcentage de la puissance de dimensionnement retenue pour les PL?
A0001	0,080	0,24	0,11	0,34	9%
A0002	0,030	0,09	0,04	0,12	6%
A0003	0,120	0,36	0,17	0,50	11%
A0004	0,060	0,18	0,08	0,25	11%
A0005	0,014	0,04	0,02	0,06	5%
A0006	0,045	0,14	0,06	0,19	8%
A0007	0,063	0,19	0,09	0,27	8%
A0008	0,059	0,18	0,08	0,25	9%
A0009	0,041	0,12	0,06	0,17	6%
A0010	0,038	0,11	0,05	0,16	7%
A0011	0,028	0,08	0,04	0,12	8%
A0012	0,112	0,34	0,16	0,47	16%
A0013	0,054	0,16	0,08	0,23	10%
A0014	0,040	0,12	0,06	0,17	11%
A0016	0,027	0,08	0,04	0,12	7%
A0019	0,009	0,03	0,01	0,04	4%
A0020	0,026	0,08	0,04	0,11	7%
A0025	0,013	0,04	0,02	0,05	6%
A0026	0,017	0,05	0,02	0,07	4%
A0028	0,010	0,03	0,01	0,04	5%
A0029	0,011	0,03	0,02	0,05	5%
A0031	0,038	0,11	0,05	0,16	7%
A0035	0,062	0,18	0,09	0,26	9%
A0036	0,029	0,09	0,04	0,12	5%
A0040	0,022	0,07	0,03	0,09	7%
A0041	0,047	0,14	0,07	0,20	20%
A0042	0,036	0,11	0,05	0,15	6%
A0043	0,053	0,16	0,07	0,22	11%
A0048	0,042	0,13	0,06	0,18	14%
A0049	0,026	0,08	0,04	0,11	12%
A0051N	0,010	0,03	0,01	0,04	14%
A0054	0,032	0,10	0,04	0,13	6%
A0061	0,057	0,17	0,08	0,24	13%
A0062	0,028	0,08	0,04	0,12	8%
A0063	0,031	0,09	0,04	0,13	4%
A0064	0,025	0,07	0,03	0,10	10%
A0071	0,028	0,08	0,04	0,12	8%
A0075	0,022	0,07	0,03	0,09	8%
A0081	0,019	0,06	0,03	0,08	7%
A0083	0,021	0,06	0,03	0,09	8%
A0084	0,025	0,07	0,03	0,10	7%
A0085	0,012	0,04	0,02	0,05	6%
A0089	0,014	0,04	0,02	0,06	7%
A0104	0,085	0,25	0,12	0,36	10%
A0131	0,027	0,08	0,04	0,11	6%
A0320	0,028	0,08	0,04	0,12	7%
N0012	0,021	0,06	0,03	0,09	8%
N0024	0,027	0,08	0,04	0,11	8%
N0157	0,039	0,12	0,06	0,17	7%
N0165	0,041	0,12	0,06	0,17	10%
N0166	0,022	0,07	0,03	0,09	10%
N0171	0,042	0,13	0,06	0,18	12%
Moyenne globale	0,04 MW/km	0,11 MW/km	0,05 MW/km	0,15 MW/km	8%

Figure 16 : Puissance moyenne appelée par les VL sur l'ERS selon 4 scénarios

- La prise en compte par l'ERS de 10% à 30% du trafic VL sur l'autoroute peut engendrer en moyenne un appel de puissance supérieur de 8% par rapport à la puissance de dimensionnement retenue pour le trafic PL. La prise en compte de l'heure de pointe du trafic VL peut sans doute amener à surdimensionner la puissance de dimensionnement de l'ERS de l'ordre de 15% à 20%.

NB : Ces propos sont évidemment à nuancer par deux facteurs :

- Pour le moment, nous avons considéré que 100% des PL utilisaient l'ERS.
- Nous n'avons pas effectué le travail statistique des comptages pour les VL de sorte que nous ne savons pas exprimer le débit des VL à l'heure de pointe en fonction du TMJA.

V.4) Trafic adressé, surcoût de l'installation et péage nécessaire

Grâce aux comptages centralisés par le ministère de l'écologie, on obtient facilement le trafic adressé par l'ERS dans les cas où 10% ou 30% des véhicules.kilomètres seraient parcourus par des véhicules équipés pour l'ERS :

Route	10% du trafic annuel de VL (millions de véhicules.km/an)	30% du trafic annuel de VL (millions de véhicules.km/an)
A0001	404	1211
A0002	83	248
A0003	74	221
A0004	520	1561
A0005	93	279
A0006	651	1954
A0007	596	1788
A0008	437	1310
A0009	410	1230
A0010	650	1951
A0011	323	969
A0012	31	92
A0013	410	1231
A0014	24	71
A0016	117	351
A0019	41	123
A0020	294	881
A0025	29	87
A0026	57	171
A0028	102	305
A0029	102	305
A0031	350	1050
A0035	120	361
A0036	186	557
A0040	175	526
A0041	55	165
A0042	52	155
A0043	200	601
A0048	75	226
A0049	52	157
A0051N	8	25
A0054	41	123
A0061	224	671
A0062	191	574
A0063	193	580
A0064	222	666
A0071	249	748
A0075	135	406
A0081	68	204
A0083	109	328
A0084	133	399
A0085	90	270
A0089	234	703
A0104	86	257
A0131	34	103
A0320	12	36
N0012	336	1008
N0024	38	115
N0157	51	154
N0165	185	555
N0166	36	107
N0171	35	105

Figure 17 : Trafic VL envisagé sur l'ERS

De manière agrégée, on peut obtenir ces chiffres pour le périmètre 2030 et le périmètre 2035 :

Périmètre	10% du trafic annuel de VL (millions de véhicules.km/an)	30% du trafic annuel de VL (millions de véhicules.km/an)
2030	6430	19290
2035	9425	28274

Figure 18 : Trafic VL envisagé pour les périmètres 2030 et 2035

On peut alors estimer, sans tenir compte de l'inflation, un premier ordre de grandeur du péage au kilomètre nécessaire pour rentabiliser l'infrastructure (**Alstom considère que l'ajout d'une deuxième voie crée un surcoût de 1,1 MEUR/km**) :

Périmètre	Surcoût de l'opération (MEUR) Hypothèse: 80% du réseau est équipé	Péage nécessaire pendant 20 ans pour rentabiliser la deuxième voie avec 10% du trafic VL (EUR/km)	Péage nécessaire pendant 20 ans pour rentabiliser la deuxième voie avec 30% du trafic VL (EUR/km)
2030	8624	0,07	0,02
2035	15576	0,08	0,03

Figure 19 : Ordres de grandeur du péage au kilomètre pour les VL équipés pour l'ERS

NB 1 : A priori, seulement une faible portion du réseau devrait être équipée d'une deuxième voie car le trafic de Poids Lourds est suffisamment faible sur une large part du réseau pour permettre aux VL de se recharger sur la même voie. Ceci devrait baisser considérablement le prix du péage.

NB 2 : une deuxième voie peut permettre également d'alimenter les VUL. Le trafic des VUL qui serait capté est estimé dans la fiche thématique dédiée à l'interopérabilité avec les VUL et les PL plus légers à 18,5%.

Fiche de synthèse n°1.2 : Coûts des infrastructures d'ERS

Etablie par Marc Raynal, Cerema – Juin 2021.

Préambule, méthodologie

Les coûts des différentes solutions de chaque constructeur, ont fait l'objet d'échanges et de partage d'information au sein du sous-groupe n°5 : coûts des infrastructures et coûts de possession (TCO) des poids lourds (PL).

Dans une première étape, il a été défini avec chaque fournisseur de solution, des coûts par puissance appelée par section kilométrique, paramètre qui dépend d'une part de la pointe du trafic moyen journalier annuel TMJA des PL et d'autre part de la concentration maximale des PL. A cet effet une note technique¹ a été établie par Pierre Chaniot, permettant de déduire le trafic de pointe des PL par section, à partir des comptages par section et d'une formule paramétrique découlant des comptages.

Ensuite des taux de trafic de pointe ont été établis, ce qui a permis, sur la base d'une vitesse moyenne des PL supposée de 80 km/h, de déterminer une concentration maximum de PL (nombre de PL au kilomètre) et d'en déduire la puissance appelée par section de route, à partir de la base de données des TMJA 2018, disponible en ligne.

Parallèlement, il a été défini avec le sous-groupe des coûts infra, des classes de puissance afin de décomposer chaque section en selon une classe de puissance, et de chiffrer le coût kilométrique de chaque classe de puissance qui découle de la puissance offerte par PL et de la concentration de PL.

Les classes de puissance sont les suivantes :

Scénarios de chiffrage retenus		Alimentation de chaque PL en kW			
		150	200	300	400
Densité de PL au km	2	Sc1	Sc2	Sc3	Sc4
	5	Sc5	Sc6	Sc7	Sc8
	10	Sc9	Sc10	Sc11	Sc12
	14	Sc13	Sc14	Sc15	Sc16

Aboutissant aux classes de puissances suivantes :

Scénarios de chiffrage retenus		Alimentation de chaque PL en kW			
		150	200	300	400
Densité de PL au km	2	0,3	0,4	0,6	0,8
	5	0,75	1	1,5	2
	10	1,5	2	3	4
	14	2,1	2,8	4,2	5,6

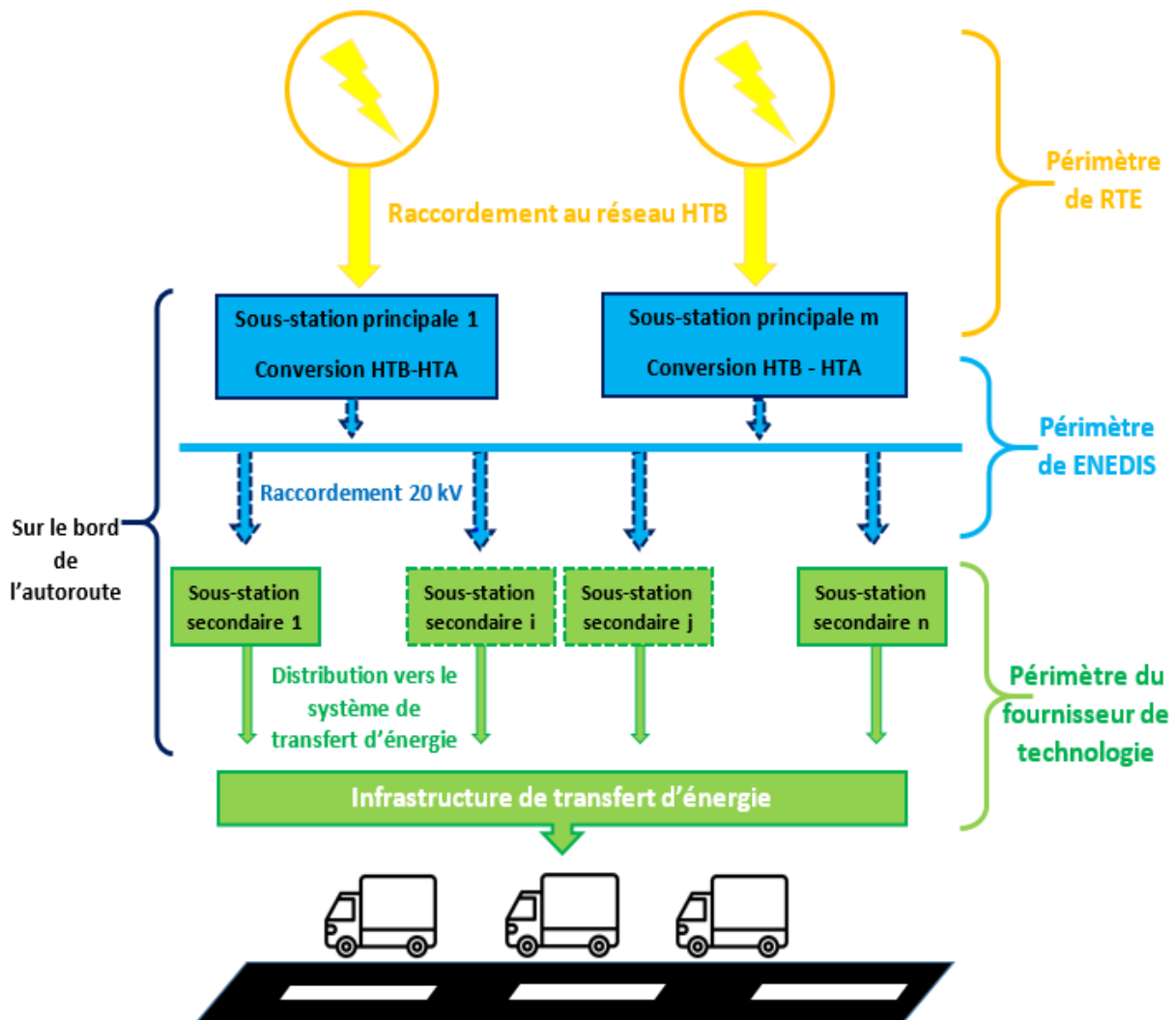
¹ Fiche thématique : classification de la densité des autoroutes en termes de PL au kilomètre – Prédimensionnement de l'ERS, Pierre Chaniot, Cerema/ENPC – avril 2021.

Décomposition du réseau et chiffrage par classe de puissance

Le réseau comprend schématiquement trois parties :

- La partie de prolongation du réseau haute tension de RTE, jusqu'au poste de livraison en 20 kV, d'une puissance nominale de 50 kW, qui desservira typiquement 20 à 50 km de réseau routier.
- La partie des sous stations principales, raccordée en 20 kV aux sous stations secondaires
- La partie des sous stations secondaires transformant le courant alternatif en courant continu (solution de conduction) ou alternatif basse tension (solution induction), pour alimenter les différents systèmes de transfert d'énergie : caténaire, rail au sol, induction électromagnétique.

Le schéma type du réseau est le suivant :



La partie amont nécessitant le chiffrage de RTE, n'a pas pu être réalisé, faute de réponse de RTE sur le sujet.

Ensuite les chiffrages ont été décomposé selon les parties bleues et vertes, ci-dessus.

L'ensemble des valeurs figurent en annexe.

Pour la partie commune (la bleu), le chiffrage a été réalisé en déterminant les paramètres suivants :

Une sous station principale tous les	km
Puissance demandé par les PL sur les 200 km	MW
Puissance demandée par les PL sur le tronçon alimenté pour chaque sous-station principale	MW
Puissance de chaque sous station principale	MVA
Nombre de transfo de 16 MVA pour chaque sous station principale	nb
Nombre de sous station pour 200 km	nb
Prix d'une sous station principale	k€
sous stations principales 90kV ou 225 kV/20kV puissance modulo 16MVA	k€/km
Longueur de la ligne de distribution 20 kV	km
Intensité maxi dans la ligne 20 kV	A
Distribution 20 kV par câbles 3x400 mm ² enterrés en fourreau	k€/km
Distribution 20 kV par câbles aérien nu	k€/km
Boite de raccordement 20 kV avec disjoncteurs pour les sous-stations secondaire (une tous les km)	k€/km
Coût total pour un sens (sans boîte de raccordement)	k€/km
Coût total pour les deux sens (sans boîte de raccordement)	k€/km

Ensuite il a été calculé et renseigné le tableau spécifique de chaque constructeur :

Siemens :

Système de supervision en salle d'opérateur*	k€ /sens et par km
Centre de gestion de l'énergie (SCADA)	k€ /sens et par km
Sous stations secondaires et distribution vers caténaïres	k€ /sens et par km
Poteaux et supports de caténaïres	k€ /sens et par km
Caténaïres	k€ /sens et par km
Equipements de sécurité	k€ /sens et par km
Puissance max possible par sous-station et par direction	MW
Distance entre les sous-stations	km
Boite de raccordement 20 kV avec disjoncteurs pour les sous-stations secondaire	k€/km
Coût total Siemens pour 1 sens	k€/km
Coût total Siemens pour les deux sens	k€/km

Alstom :

Système de supervision en salle d'opérateur	k€/km
Centre de gestion de l'énergie (SCADA)	k€/km
Sous stations et distribution des points latéraux	k€/km
Points latéraux et distribution du rail	k€/km
Rail au sol	k€/km
Equipements de sécurité	k€/km

Boite de raccordement 20 kV avec disjoncteurs pour les sous-stations secondaires	k€/km
Coût total Alstom pour 1 sens	k€/km
Coût total Alstom pour les deux sens	k€/km

Electreon :

Induction devices in the roadway	k€/km
Substations	k€/km
Coût total Electreon pour 1 sens	k€/km
Coût total Electreon pour les deux sens	k€/km

Pour Electreon, le calcul n'a pas été totalement finalisé, car l'induction ne permet pas de délivrer facilement 400 kW par PL, mais une interpolation a pu être opérée, car Electreon envisage typiquement 2 boucles électromagnétiques sous le tracteur et 5 boucles simultanément sur la remorque, ce qui ne sera pas sans problème d'interopérabilité des remorques.

Evias :

Cost of installation- (Swedish conditions)	k€/Unit
Energy management center	k€/Unit
1: Substations and distribution of lateral points	k€/kml
2: Cost of cable from Trafo station to switch	k€/kml
3: Cost of switches	k€/kml
4: Lateral points and rail distribution	k€/kml
5: Ground rail	k€/kml
Coût total Evias pour un sens	k€/kml
Coût total Evias pour deux sens	k€/kml

Elon Road :

Supervision system in the operating room	k€/year
Energy management center	k€/year
Substations and distribution of lateral points	k€/km
Lateral points and rail distribution	k€/km
Ground rail	k€/km
Safety equipments	k€/km
Coût total Elonroad 1 sens	k€/km
Coût total Elonroad 2 sens	k€/km

Kaist Olev (filiale de Bombardier)

Supervision system in the operating room	k€/Unit
Energy management center	k€/Unit
Substations and distribution of lateral points	k€/km
Lateral points and distribution to the roadway	k€/km
Induction devices in the roadway	k€/km
Safety equipments	k€/km
Coût total Kaist 1 sens	k€/km
Coût total Kaist 2 sens	k€/km

Au final les coûts kilométriques par classe de puissance selon les technologies sont les suivants :

Coûts en M€/km dans les deux sens selon la classe de puissance					
Classe de puissance en MW/km	Alstom	Siemens	Electreon	Evias	Elonroad
0,3	3,101	2,181	2,510	1,388	1,710
0,4	3,128	2,230	2,537	1,453	1,797
0,6	3,363	2,443	2,765	1,595	1,885
0,75	3,614	2,605	2,929	1,694	1,936
0,8	3,582	2,554	2,984	1,638	1,904
1	3,510	2,553	2,912	1,548	1,772
1,5	4,169	3,050	3,551	1,813	2,071
2	4,551	3,596	3,933	2,059	2,363
2,1	4,991	3,897	4,373	2,367	2,683
2,8	5,035	4,401	4,417	2,401	2,797
3	5,463	4,444	4,845	2,463	2,875
4	5,975	5,420	5,312	2,807	3,347
4,2	6,023	5,462	5,405	2,851	3,425
5,6	7,098	6,526	6,058	3,368	4,240
5,6 et +	7,098	6,526	6,058	3,368	4,240

Pour la suite de l'étude et uniquement en ce qui concerne les coûts, à défaut d'avoir pu rentrer davantage dans les explications relatives aux coûts, les solutions des constructeurs Evias et Elonroad, n'ont pas été prises en compte, car il manque manifestement des éléments dans leurs estimations.

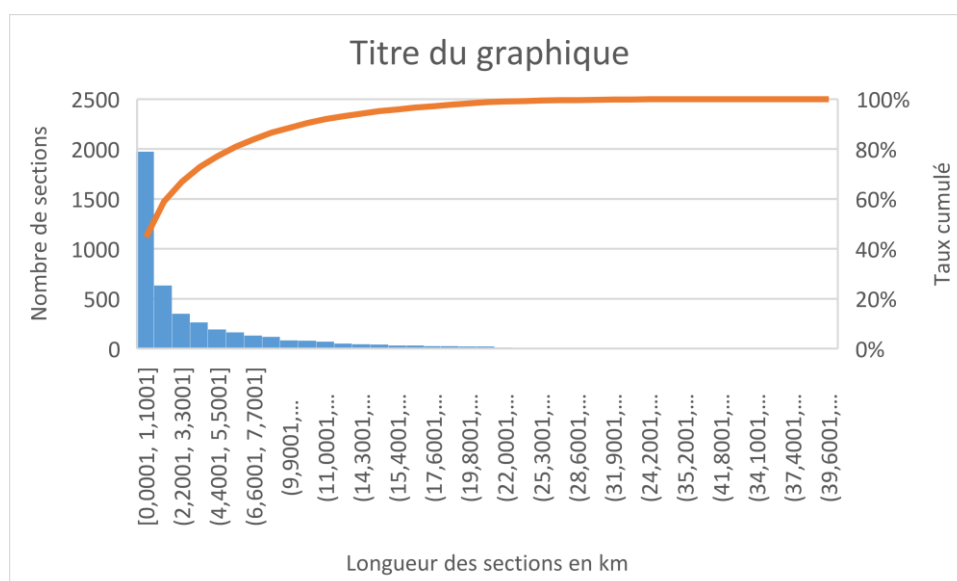
Le présent exercice n'est pas un jugement d'appel d'offres, mais simplement une étude de faisabilité destiné à estimer des coûts de section par classe de puissance pour chaque technologie.

Application des coûts unitaires aux classes de puissance définies pour chaque section routière

Chaque section routière (une ligne par section) de la base de donnée des TMJA 2018, a été segmentée selon les 15 classes de puissance ci-dessus ; on a donc fait apparaître en colonne de chaque segment

de puissance le linéaire de chaque section correspondant. Il n'y a qu'une classe de puissance par section, celles-ci faisant entre 10 m et 41 km, avec une médiane à 1,45 km, une moyenne de 3,7 km.

Le graphique ci-après donne la distribution statistique de la longueur des sections :



On notera que 90% des sections font moins de 7 km, on peut donc en déduire que la segmentation en puissance par section donnera une très bonne approximation de la puissance requise par section, et donc de coût de l'électrification des routes considérées.

En appliquant le coût unitaire de la classe de puissance à la longueur de chaque section pour 80% d'équipement dans les deux sens, on obtient le coût de chaque section, pour chaque technologie, synthétisé dans le tableau suivant.

Coûts pour un réseau équipé à 80% et pour les deux sens								
Horizon	Longueur km	Trafic/an Mds PL.km	Puissance MW – 2 sens 80%	Alstom Mds €	Siemens Mds €	Electreon Mds €	Evias Mds €	Elonroad Mds €
2030	4 837	11,518	18 430	18,61	15,26	16,16	8,55	9,94
2035	3 915	4,531	8 906	12,70	9,55	10,75	5,71	6,55
2035 bis	6 211	7,696	13 969	20,09	15,26	16,97	9,14	10,56
Total général	14 962	23,746	41 304	51,40	40,07	43,88	23,39	27,06

Déterminer le taux d'équipement des sections ne relève pas strictement d'un calcul de coût, cela relève également d'un calcul de recettes et de fonctionnalité du réseau. Plus le réseau sera étendu, plus il sera facile pour un usager, empruntant le réseau à n'importe quelle hauteur, de se charger immédiatement. Plus le réseau sera étendu, plus la part de véhicule ERS augmentera².

Du fait de la difficulté d'équiper les ouvrages d'art, les tunnels, les tranchées couvertes, les approches de péages et autres sections singulières du réseau, représentent environ 20% du linéaire total du

² Fiche longueur du réseau ERS à équiper, Fabien Perdu, juin 2021.

réseau. Aussi, l'option prévue est de ne pas équiper ces sections génératrices de surcoûts, mais d'équiper tout le reste, soit environ 80% du linéaire du réseau.

Par ailleurs les coûts fixes de l'infrastructure électrique amont représentent 20% à 45% (fortes puissances) des coûts de l'infrastructure aval, et doit être décompté sur la totalité du linéaire car il faut acheminer la puissance requise, tout le long du réseau. Ainsi, réduire le pourcentage de linéaire équipé, ne va pas réduire les coûts d'investissements au prorata.

Les tableaux des axes et des coûts par axe, pour chaque technologie et pour chaque horizon : 2030, 2035, 2035 bis, figurent en annexe 2.

En synthèse, les coûts de chaque technologie pour chaque horizon figurent dans le tableau suivant :

Étiquettes de lignes	Linéaire km	Trafic annuel G PL.km	Puissance GW	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Pu/km MW/km	nb postes 50 MW
2030	4 837	11,5	18,4	18,6	15,6	16,2	8,5	9,9	3,81	369
2035	3 915	4,5	8,9	12,7	9,6	10,7	5,7	6,6	2,27	178
2035 bis	6 211	7,7	14	20,1	15,2	17	9,1	10,6	2,25	279
Total général	14 962	23,7	41,3	51,4	40,1	43,9	23,4	27,1	2,76	826

Ne figurent pas dans ce tableau les montants des investissements pour le raccordement au réseau haute tension de RTE, qui sera pris forfaitairement à 20% des investissements routiers, jusqu'à ce que RTE fournisse des études plus approfondies.

Les investissements cumulés pour chaque horizon et pour chaque technologie sont ensuite remboursés par l'ensemble des PL composant le trafic, selon les échéances et le taux d'intérêt figurant dans le tableau ci-dessous.

Horizon	Trafic cumulé en PL.km/an	Taux de trafic capté	Durée financement	Taux
2030	11 518 496 821	60%	25	1%
2030+2035	16 050 047 816	70%	30	1%
2030+2035+2035bis	23 746 640 856	80%	40	1%

Les calculs sont menés avec les trafics actuels sans prévision de croissance (hypothèse conservatrice). Le trafic effectivement capté, constitue l'assiette qui pourra rembourser les investissements.

Le tableau de calcul figurant dans la page suivante aboutit en synthèse aux résultats suivants :

Montants de la redevance infra en € par PL et par km					
Horizon	Alstom	Siemens	Electreon	Evias	Elonroad
2030	0,211	0,173	0,184	0,097	0,113
2030+2035	0,196	0,156	0,169	0,089	0,104
2030+2035+2035bis	0,164	0,128	0,140	0,075	0,086

On observe que les montants figurant sur la dernière ligne, sont les plus faibles et permettent un meilleur bilan économique et donc une meilleure acceptabilité des transporteurs.

Annexe 1 : Financement des infrastructures

Étiquettes de lignes	Linéaire km	Trafic annuel en PL.km	Puissance MW pour 2 sens 80%	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€
2030	4 837	11 518 496 821	18 430	18 611	15 264	16 159	8 545	9 944
2035	3 915	4 531 550 995	8 906	12 699	9 550	10 747	5 705	6 552
2035 bis	6 211	7 696 593 040	13 969	20 086	15 257	16 973	9 135	10 561
Total général	14 962	23 746 640 856	41 304	51 396	40 070	43 879	23 386	27 057
Horizon	Linéaire cumulé	Trafic cumulé	Puiss cumulée	Investissements cumulés par technologie (M€) y/c raccordement RTE				
2030	4 837	11 518 496 821	18 430	22 334	18 316	19 391	10 254	11 933
2030+2035	9 673	16 050 047 816	27 336	37 573	29 776	32 288	17 100	19 796
2030+2035+2035bis	14 962	23 746 640 856	41 304	61 675	48 085	52 655	28 063	32 469
Horizon	Linéaire cumulé	Durée fin.	Taux	Annuité en M€/an				
2030	4 837	25	1%	1 014	832	880	466	542
2030+2035	9 673	30	1%	1 456	1 154	1 251	663	767
2030+2035+2035bis	14 962	40	1%	1 878	1 464	1 604	855	989
Horizon	Maintenance et opérations : 2% de l'investissement							
2030				447	366	388	205	239
2030+2035				751	596	646	342	396
2030+2035+2035bis				1 234	962	1 053	561	649
Horizon	Total annuel M€/an (annuité +M&O)							
2030				1 461	1 198	1 268	671	781
2030+2035				2 207	1 749	1 897	1 005	1 163
2030+2035+2035bis				3 112	2 426	2 657	1 416	1 638
Horizon	Taux de trafic capté	Trafic effectivement capté	Coût en € par PL et par km					
2030	60%	6 911 098 093	0,211	0,173	0,184	0,097	0,113	
2030+2035	70%	11 235 033 471	0,196	0,156	0,169	0,089	0,104	
2030+2035+2035bis	80%	18 997 312 685	0,164	0,128	0,140	0,075	0,086	

Annexe 2 - Détail des coûts par axe et par technologie

Horizon 2030								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
A0001	192	940	853	829	443	535	1 301	6,79
A0002	76	292	241	255	135	156	287	3,76
A0003	15	85	78	73	40	51	134	8,96
A0004	473	1 705	1 322	1 466	766	882	1 405	2,97
A0006	429	1 726	1 442	1 507	792	925	1 839	4,29
A0007	267	1 210	1 084	1 071	570	675	1 536	5,75
A0008	223	928	810	813	439	515	1 056	4,73
A0009	259	1 164	1 015	1 031	542	639	1 422	5,49
A0010	523	1 955	1 583	1 695	896	1 036	1 852	3,54
A0011	238	830	628	712	368	421	654	2,74
A0012	7	31	25	28	14	16	34	4,80
A0013	142	563	462	492	262	303	561	3,95
A0014	19	58	44	48	27	32	36	1,91
A0016	29	120	99	106	57	65	119	4,09
A0025	37	129	100	110	58	67	102	2,72
A0031	229	875	725	762	405	469	866	3,78
A0036	222	898	763	787	418	488	976	4,39
A0043	111	409	329	354	187	215	376	3,39
A0054	33	134	117	118	64	74	149	4,44
A0061	148	541	427	467	245	281	475	3,20
A0062	202	687	512	587	302	345	521	2,58
A0063	177	764	671	675	360	423	911	5,15
A0071	217	700	521	592	315	361	465	2,15
A0081	93	311	228	265	135	155	224	2,40
A0085	205	583	420	482	264	304	285	1,39
A0089	132	418	304	352	185	211	267	2,03
A0104	27	134	120	117	63	76	183	6,75
A0131	32	123	99	107	56	65	119	3,68
N0157	41	158	128	137	74	84	148	3,62
N0165	15	61	50	54	29	33	61	4,20
N0171	22	79	60	68	35	40	64	2,87
Total général	4 837	18 611	15 264	16 159	8 545	9 944	18 430	3.81

Horizon 2030 + 2035								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
A0001	192	940	853	829	443	535	1 301	6,79
A0002	76	292	241	255	135	156	287	3,76
A0003	15	85	78	73	40	51	134	8,96
A0004	473	1 705	1 322	1 466	766	882	1 405	2,97
A0005	180	561	413	472	248	284	370	2,06
A0006	429	1 726	1 442	1 507	792	925	1 839	4,29
A0007	267	1 210	1 084	1 071	570	675	1 536	5,75
A0008	223	928	810	813	439	515	1 056	4,73
A0009	259	1 164	1 015	1 031	542	639	1 422	5,49
A0010	523	1 955	1 583	1 695	896	1 036	1 852	3,54
A0011	309	1 065	800	912	471	538	823	2,67
A0012	7	31	25	28	14	16	34	4,80
A0013	218	826	661	717	378	436	769	3,53
A0014	19	58	44	48	27	32	36	1,91
A0016	144	472	359	402	212	243	351	2,44
A0019	129	385	279	316	177	202	192	1,49
A0020	381	1 337	1 020	1 149	599	686	1 065	2,80
A0025	37	129	100	110	58	67	102	2,72
A0026	94	343	271	296	155	178	301	3,20
A0028	284	839	609	698	374	429	476	1,68
A0029	215	697	510	591	306	352	471	2,19
A0031	309	1 218	1 025	1 065	567	658	1 271	4,12
A0035	68	277	236	242	131	152	300	4,41
A0036	222	898	763	787	418	488	976	4,39
A0040	198	659	500	562	293	336	504	2,55
A0041	40	116	84	97	52	60	65	1,62
A0042	40	161	141	141	77	89	179	4,48
A0043	111	409	329	354	187	215	376	3,39
A0048	50	168	124	143	73	84	124	2,48
A0049	62	180	129	149	83	95	82	1,33
A0051N	26	66	47	53	30	36	15	0,57
A0054	33	134	117	118	64	74	149	4,44
A0061	148	541	427	467	245	281	475	3,20
A0062	202	687	512	587	302	345	521	2,58
A0063	177	764	671	675	360	423	911	5,15
A0064	270	796	586	667	353	404	493	1,83
A0071	291	965	727	820	434	498	690	2,37
A0075	195	649	484	553	286	328	476	2,44
A0081	93	311	228	265	135	155	224	2,40
A0083	149	448	328	376	197	225	286	1,92
A0084	144	507	391	436	227	260	421	2,93
A0085	205	583	420	482	264	304	285	1,39

Horizon 2030 + 2035								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
A0089	460	1 371	992	1 126	630	721	673	1,46
A0104	27	134	120	117	63	76	183	6,75
A0131	32	123	99	107	56	65	119	3,68
A0320	11	39	30	33	17	20	33	3,08
N0012	441	1 390	1 032	1 172	626	724	889	2,02
N0024	40	138	104	118	61	70	107	2,66
N0157	41	158	128	137	74	84	148	3,62
N0165	129	466	366	403	211	243	401	3,10
N0166	42	127	92	106	57	65	73	1,75
N0171	22	79	60	68	35	40	64	2,87
Total général	8 751	31 311	24 814	26 906	14 250	16 496	27 336	3,12

Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
A0001	192	940	853	829	443	535	1 301	6,79
A0002	76	292	241	255	135	156	287	3,76
A0003	15	85	78	73	40	51	134	8,96
A0004	475	1 713	1 330	1 473	769	887	1 418	2,99
A0005	228	718	528	605	317	362	478	2,10
A0005A	9	33	25	28	15	17	26	2,80
A0006	431	1 735	1 449	1 514	796	929	1 846	4,29
A0007	267	1 210	1 084	1 071	570	675	1 536	5,75
A0007N	11	54	49	48	25	30	73	6,56
A0008	223	928	810	813	439	515	1 056	4,73
A0009	259	1 164	1 015	1 031	542	639	1 422	5,49
A0010	555	2 093	1 706	1 817	961	1 113	2 021	3,64
A0011	318	1 094	822	937	483	553	843	2,65
A0012	7	31	25	28	14	16	34	4,80
A0013	218	826	661	717	378	436	769	3,53
A0014	19	58	44	48	27	32	36	1,91
A0015	21	94	81	82	44	52	115	5,46
A0016	290	891	662	745	407	469	533	1,84
A0019	129	385	279	316	177	202	192	1,49
A0020	381	1 337	1 020	1 149	599	686	1 065	2,80
A0021	28	105	84	91	48	55	97	3,42
A0023	41	144	111	124	64	74	120	2,95
A0025	37	129	100	110	58	67	102	2,72
A0026	360	1 239	939	1 061	549	628	975	2,71
A0027	11	32	23	26	15	17	13	1,20

Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
A0028	307	928	682	775	415	476	563	1,83
A0029	223	723	529	614	318	365	490	2,19
A0030	20	69	53	59	31	35	57	2,94
A0031	309	1 218	1 025	1 065	567	658	1 271	4,12
A0033	24	103	88	91	48	57	116	4,82
A0034	53	158	115	131	71	81	88	1,67
A0035	68	277	236	242	131	152	300	4,41
A0036	222	898	763	787	418	488	976	4,39
A0038	36	103	75	84	47	54	49	1,36
A0039	145	536	415	465	245	280	445	3,07
A0040	198	659	500	562	293	336	504	2,55
A0041	109	334	243	281	148	171	204	1,87
A0042	52	207	179	182	99	114	223	4,30
A0043	111	409	329	354	187	215	376	3,39
A0046	47	231	210	205	109	131	319	6,73
A0048	50	168	124	143	73	84	124	2,48
A0049	62	180	129	149	83	95	82	1,33
A0050	51	181	148	156	82	96	173	3,40
A0051	88	263	197	218	124	144	140	1,59
A0051N	26	66	47	53	30	36	15	0,57
A0052	26	88	66	76	39	44	66	2,55
A0054	33	134	117	118	64	74	149	4,44
A0057	46	151	120	128	71	84	112	2,43
A0061	148	541	427	467	245	281	475	3,20
A0062	231	803	613	689	357	409	647	2,80
A0063	177	764	671	675	360	423	911	5,15
A0064	270	796	586	667	353	404	493	1,83
A0065	59	158	115	130	75	89	57	0,96
A0068	45	136	99	114	60	68	86	1,90
A0071	291	965	727	820	434	498	690	2,37
A0072	56	198	155	171	89	103	170	3,04
A0075	195	649	484	553	286	328	476	2,44
A0077	135	422	308	356	184	211	281	2,08
A0081	93	311	228	265	135	155	224	2,40
A0082	2	6	4	5	2	3	4	2,40
A0083	149	448	328	376	197	225	286	1,92
A0084	144	507	391	436	227	260	421	2,93
A0085	205	583	420	482	264	304	285	1,39
A0086	33	168	153	146	80	98	243	7,43
A0087	93	265	191	219	121	139	126	1,36
A0087N	13	47	35	40	21	24	37	2,72
A0088	39	107	78	88	51	60	39	0,99

Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
A0089	460	1 371	992	1 126	630	721	673	1,46
A0103	2	8	7	7	4	4	9	4,48
A0104	27	134	120	117	63	76	183	6,75
A0105	10	36	27	31	16	18	28	2,65
A0115	12	41	33	35	19	21	36	3,11
A0126	2	8	6	7	3	4	6	2,40
A0131	32	123	99	107	56	65	119	3,68
A0139	3	9	7	8	4	5	6	2,02
A0140	6	17	12	14	8	10	6	0,96
A0150	8	33	27	29	15	18	35	4,31
A0151	18	50	37	42	22	26	28	1,56
A0154	8	27	20	23	12	13	19	2,40
A0211	3	10	8	9	5	5	9	3,20
A0216	2	7	5	6	3	4	6	3,20
A0311	4	12	9	10	6	6	5	1,28
A0314	3	8	6	7	4	5	3	0,96
A0315	3	8	6	7	4	4	3	1,20
A0320	11	39	30	33	17	20	33	3,08
A0330	10	34	26	29	15	18	28	2,79
A0344	6	20	16	18	9	11	18	3,20
A0351	4	15	11	13	7	8	12	2,96
A0391	5	13	9	11	6	7	5	0,96
A0404	17	46	34	38	22	26	17	0,96
A0406	9	24	18	20	11	13	12	1,34
A0410	26	74	54	61	32	37	42	1,60
A0430	15	40	29	33	19	23	14	0,96
A0432	33	116	89	99	52	59	94	2,84
A0450	8	26	19	22	11	13	18	2,40
A0466	4	11	8	9	5	6	4	0,96
A0500	2	6	4	5	3	3	2	0,96
A0501	2	8	6	7	3	4	6	2,40
A0620	20	77	65	67	36	42	81	4,10
A0621	4	13	10	11	6	7	10	2,40
A0623	0	1	1	1	1	1	0	0,96
A0624	4	16	13	14	7	9	16	3,95
A0630	33	140	121	122	66	78	163	4,92
A0660	10	28	20	23	13	14	14	1,45
A0714	9	34	27	29	15	18	29	3,09
A0719	9	25	18	21	11	13	12	1,38
A0811	5	17	13	15	8	9	15	3,20
A0837	36	99	71	81	47	55	37	1,01
N0001	3	9	6	7	4	5	4	1,20

Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
N0002	162	479	348	397	220	253	244	1,51
N0003	6	19	14	16	8	9	14	2,40
N0004	112	347	258	290	158	181	214	1,91
N0005	26	71	51	58	33	40	25	0,96
N0006	25	73	53	61	33	38	40	1,56
N0007	275	848	624	712	378	433	537	1,96
N0010	279	985	773	846	449	517	834	2,99
N0011	29	87	64	73	39	45	50	1,69
N0012	441	1 390	1 032	1 172	626	724	889	2,02
N0013	129	391	285	328	172	198	243	1,89
N0014	6	16	12	13	7	8	9	1,60
N0017	13	37	27	31	16	19	23	1,79
N0019	15	44	32	37	20	23	25	1,65
N0020	13	39	29	32	18	21	21	1,62
N0021	22	60	43	49	28	33	22	0,99
N0024	117	380	282	323	167	191	272	2,32
N0025	46	135	100	112	63	74	68	1,48
N0027	16	45	33	37	20	23	24	1,47
N0028	9	31	25	27	14	16	28	3,20
N0031	116	354	257	296	160	184	198	1,71
N0033	4	12	9	10	6	7	4	0,96
N0036	23	67	48	54	31	36	28	1,20
N0043	22	64	48	54	29	33	41	1,89
N0049	1	3	2	3	1	2	3	3,20
N0051	34	101	74	84	44	51	63	1,84
N0057	116	337	244	276	156	179	157	1,36
N0061	13	40	29	34	18	20	26	1,99
N0066	16	44	32	36	21	25	16	0,96
N0067	32	91	65	75	40	47	48	1,49
N0070	25	85	64	73	38	43	67	2,71
N0077	8	23	17	19	11	13	8	0,96
N0079	128	465	369	402	211	243	413	3,22
N0083	58	165	120	137	75	87	85	1,46
N0085	88	251	181	205	117	134	109	1,23
N0086	10	34	25	29	15	17	22	2,13
N0087	11	39	30	34	18	20	32	2,90
N0088	163	471	341	390	215	249	232	1,43
N0089	8	29	23	25	13	15	26	3,20
N0090	23	68	49	56	31	36	33	1,40
N0094	61	170	123	140	80	93	68	1,12
N0100	14	48	35	41	21	24	35	2,48
N0102	47	150	110	128	66	76	100	2,14

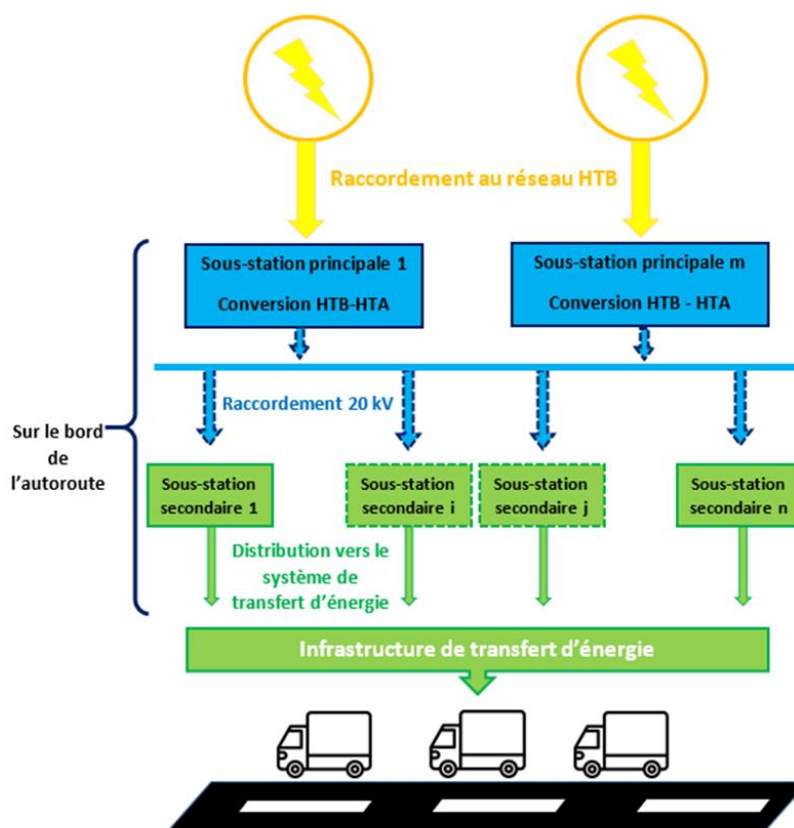
Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
N0104	83	362	317	319	169	199	437	5,27
N0106	30	96	70	81	43	49	60	1,99
N0112	20	53	38	43	25	30	19	0,96
N0113	46	154	118	131	70	80	114	2,46
N0116	13	36	26	29	17	20	13	0,96
N0118	15	55	42	47	25	28	45	2,91
N0122	25	66	48	55	31	37	24	0,96
N0123	8	31	24	26	14	16	27	3,20
N0124	39	112	81	91	52	60	49	1,27
N0125	2	5	4	4	2	3	2	0,96
N0126	10	27	20	23	13	15	12	1,16
N0129	1	3	2	2	1	1	2	2,40
N0136	30	123	107	108	58	68	137	4,51
N0137	80	287	226	248	130	149	251	3,15
N0138	6	24	19	21	11	13	24	3,82
N0141	104	324	240	270	149	170	189	1,81
N0142	5	14	10	12	6	7	8	1,60
N0145	100	350	269	301	156	179	286	2,87
N0147	117	342	246	284	156	181	163	1,40
N0149	73	208	151	172	94	108	107	1,45
N0154	99	355	280	300	161	189	182	1,84
N0157	41	158	128	137	74	84	148	3,62
N0158	31	98	75	83	45	53	64	2,08
N0159	4	10	7	8	5	6	4	0,96
N0162	54	155	113	128	71	82	77	1,41
N0164	148	412	299	338	193	225	168	1,13
N0165	263	921	706	791	412	472	746	2,84
N0166	42	127	92	106	57	65	73	1,75
N0171	52	161	121	136	74	86	97	1,84
N0174	40	121	89	102	55	63	69	1,72
N0175	24	79	62	67	37	42	59	2,46
N0176	77	235	170	197	105	120	139	1,80
N0184	26	88	67	75	40	45	66	2,58
N0186	8	24	17	20	11	13	13	1,58
N0191	10	29	21	24	14	16	12	1,20
N0192	1	2	2	2	1	1	1	1,60
N0201	9	39	35	35	18	22	49	5,50
N0216	2	6	4	5	3	3	4	2,40
N0225	11	30	22	25	13	15	17	1,60
N0230	11	60	55	51	28	36	94	8,96
N0248	9	24	18	20	11	14	9	0,96
N0249	54	181	134	154	79	90	133	2,46

Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis								
Axe	Linéaire km	Alstom M€	Siemens M€	Electreon M€	Evias M€	Elonroad M€	Puissance MW	Puissance MW/km
N0254	2	5	4	4	2	3	2	1,28
N0265	5	17	12	14	7	9	11	2,10
N0274	9	26	20	22	12	14	17	1,96
N0282	3	8	5	6	4	4	3	1,20
N0296	3	14	12	12	7	8	16	4,48
N0306	1	3	3	3	2	2	3	3,20
N0315	3	11	9	9	5	6	12	4,48
N0330	31	87	62	71	40	47	36	1,18
N0335	1	3	2	2	1	1	1	1,20
N0338	6	21	16	18	9	11	18	3,02
N0346	8	44	41	38	21	27	70	8,96
N0385	6	28	26	25	13	16	38	6,40
N0441	1	3	2	3	1	2	2	2,40
N0444	6	23	20	20	11	13	24	4,17
N0446	1	2	1	1	1	1	1	1,60
N0488	2	8	6	7	4	4	7	3,20
N0520	6	19	14	16	8	9	13	2,40
N0532	11	35	26	30	15	18	25	2,40
N0568	5	18	15	16	8	10	18	3,70
N0580	13	35	26	29	17	20	13	0,96
N0814	25	89	70	77	40	46	77	3,11
N0844	28	114	98	100	54	62	124	4,44
N1007	1	2	2	2	1	1	2	2,40
N1013	6	17	12	14	8	9	6	1,00
N1019	9	24	18	20	12	14	9	0,96
N1043	6	17	13	14	8	9	7	1,20
N1154	8	26	19	22	11	13	19	2,40
Total général	14 962	51 396	40 070	43 879	23 386	27 057	41 304	2,76

Fiche 1.3 – coûts du raccordement électriques

Auteur : Pierre Chaniot, juin 2021.

Les coûts présentés dans ce document sont estimés sur la base du schéma ci-dessous. Ils ne prennent pas en compte le raccordement au réseau HTB (la partie « jaune » n'est pas chiffrée).



Ce schéma a été retenu pour 3 raisons principales :

- Il correspond globalement à ce qui est fait pour les lignes ferroviaires à grande vitesse et les puissances en jeu sont comparables.
- Même si l'investissement est a priori plus cher que pour le raccordement au réseau Enedis, l'accès au réseau HTB permet d'accéder à des prix de l'électricité beaucoup plus faibles.
- Ce schéma a l'avantage de pouvoir être assez facilement chiffré, contrairement à un chiffrage qui prendrait en compte un raccordement au réseau Enedis pour lequel aucun ordre de grandeur ne peut être facilement avancé.

Les coûts ont été déterminés de la manière suivante :

- Sur la base de 16 scénarios (150, 200,300 ou 400 kW par PL, 2, 5 10 ou 14 PL au kilomètre), les fournisseurs de technologie ont donné des coûts déclaratifs pour leur périmètre (partie « verte »).
- Grâce à l'expertise d'Eiffage dans les travaux de raccordement au réseau électrique, des coûts de raccordement au réseau ont pu être estimés pour chacun des scénarios (partie « bleue »).
- Grâce aux comptages routiers issus des stations Siredo, le Cerema a pu donner pour chacun des tronçons d'autoroute du réseau routier national une estimation du trafic de poids lourds pour la 40^{ème} heure la plus chargée de l'année. Cette estimation a permis de donner une concentration de poids lourds par kilomètre qui a été retenue pour pré-dimensionner l'ERS.
- En définitive, à chaque tronçon d'autoroute a été affectée une concentration de poids lourds au kilomètre et donc une puissance nécessaire au kilomètre. Ceci a permis d'associer un coût par technologie à chaque kilomètre d'autoroute sur la base des 16 scénarios chiffrés.

Tableau de synthèse des coûts d'investissement de l'ERS Périmètres 2030 et 2035 (coûts en milliards d'euros)

Périmètre	Scénario	Coût Alstom	Coût Siemens	Coût Evias	Coût Elon road	Puissance moyenne de dimensionnement
2030	400 kW/PL Taux d'équipement : 80%	18,6	15,3	8,5	9,9	2,1 MW/km
	400 kW/PL Taux d'équipement : 50%	11,6	9,5	5,3	6,2	2,1 MW/km
	250 kW/PL Taux d'équipement : 80%	16,0	12,2	7,2	8,3	1,3 MW/km
	250 kW/PL Taux d'équipement : 50%	10,0	7,6	4,5	5,2	1,3 MW/km
2035	400 kW/PL Taux d'équipement : 80%	31,3	24,8	14,3	16,5	1,7 MW/km
	400 kW/PL Taux d'équipement : 50%	19,6	15,5	8,9	10,3	1,7 MW/km
	250 kW/PL Taux d'équipement : 80%	27,4	20,5	12,4	14,4	1,1 MW/km
	250 kW/PL Taux d'équipement : 50%	17,1	12,8	7,8	9,0	1,1 MW/km

Périmètre 2030

Puissance délivrée par PL: 400 kW - Taux d'équipement: 80%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale autoroute (MW)
A0001	192	940	853	443	535	3,8	1162
A0002	76	292	241	135	156	2,1	251
A0003	15	85	78	40	51	4,7	112
A0004	473	1705	1322	766	882	1,6	1246
A0006	429	1726	1442	792	925	2,3	1559
A0007	267	1210	1084	570	675	3,2	1381
A0008	223	928	810	439	515	2,5	902
A0009	259	1164	1015	542	639	3,1	1286
A0010	523	1955	1583	896	1036	1,9	1568
A0011	238	830	628	368	421	1,4	546
A0012	7	31	25	14	16	2,9	33
A0013	142	563	462	262	303	2,2	500
A0014	19	58	44	27	32	1,0	30
A0016	29	120	99	57	65	2,3	109
A0025	37	129	100	58	67	1,4	87
A0031	229	875	725	405	469	2,0	718
A0036	222	898	763	418	488	2,3	834
A0043	111	409	329	187	215	1,9	343
A0054	33	134	117	64	74	2,3	122
A0061	148	541	427	245	281	1,8	426
A0062	202	687	512	302	345	1,3	427
A0063	177	764	671	360	423	2,9	826
A0071	217	700	521	315	361	1,2	406
A0081	93	311	228	135	155	1,2	172
A0085	205	583	420	264	304	0,8	258
A0089	132	418	304	185	211	0,9	200
A0104	27	134	120	63	76	3,6	156
A0131	32	123	99	56	65	1,8	91
N0157	41	158	128	74	84	2,0	134
N0165	15	61	50	29	33	2,3	53
N0171	22	79	60	35	40	1,5	55
Total général	4837 km	18611 MEUR	15264 MEUR	8545 MEUR	9944 MEUR	2,1 MW/km	15993 MW

Puissance délivrée par PL: 400 kW - Taux d'équipement: 50%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale autoroute (MW)
A0001	192	587	533	277	334	3,8	726
A0002	76	183	151	85	98	2,1	157
A0003	15	53	49	25	32	4,7	70
A0004	473	1065	827	479	551	1,6	779
A0006	429	1079	901	495	578	2,3	974
A0007	267	756	677	356	422	3,2	863
A0008	223	580	506	274	322	2,5	564
A0009	259	727	634	338	399	3,1	804
A0010	523	1222	989	560	648	1,9	980
A0011	238	519	393	230	263	1,4	341
A0012	7	19	16	9	10	2,9	21
A0013	142	352	289	164	189	2,2	312
A0014	19	37	28	17	20	1,0	19
A0016	29	75	62	35	41	2,3	68
A0025	37	81	63	36	42	1,4	54
A0031	229	547	453	253	293	2,0	449
A0036	222	561	477	261	305	2,3	521
A0043	111	256	206	117	135	1,9	214
A0054	33	84	73	40	47	2,3	76
A0061	148	338	267	153	176	1,8	266
A0062	202	430	320	189	216	1,3	267
A0063	177	478	420	225	264	2,9	516
A0071	217	438	325	197	226	1,2	254
A0081	93	195	142	85	97	1,2	108
A0085	205	364	263	165	190	0,8	162
A0089	132	261	190	115	132	0,9	125
A0104	27	84	75	39	47	3,6	97
A0131	32	77	62	35	40	1,8	57
N0157	41	99	80	46	53	2,0	84
N0165	15	38	31	18	21	2,3	33
N0171	22	49	38	22	25	1,5	34
Total général	4837 km	11632 MEUR	9540 MEUR	5341 MEUR	6215 MEUR	2,1 MW/km	9996 MW

Puissance délivrée par PL: 250 kW - Taux d'équipement: 80%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale autoroute
A0001	192	770	660	366	424	2,4	726
A0002	76	255	190	112	128	1,3	157
A0003	15	65	53	29	34	2,9	70
A0004	473	1457	1074	655	753	1,0	779
A0006	429	1478	1135	664	763	1,4	974
A0007	267	1031	866	482	558	2,0	863
A0008	223	781	594	346	397	1,6	564
A0009	259	977	803	451	521	1,9	804
A0010	523	1670	1235	746	854	1,2	980
A0011	238	713	519	319	365	0,9	341
A0012	7	26	20	12	13	1,8	21
A0013	142	477	356	210	240	1,4	312
A0014	19	51	37	24	29	0,6	19
A0016	29	102	79	46	53	1,5	68
A0025	37	119	87	52	60	0,9	54
A0031	229	762	562	333	380	1,2	449
A0036	222	751	567	337	386	1,5	521
A0043	111	367	273	161	185	1,2	214
A0054	33	113	84	49	56	1,4	76
A0061	148	495	362	215	246	1,1	266
A0062	202	596	430	272	313	0,8	267
A0063	177	656	527	300	345	1,8	516
A0071	217	616	448	281	326	0,7	254
A0081	93	269	194	125	143	0,7	108
A0085	205	555	402	263	310	0,5	162
A0089	132	367	265	172	200	0,6	125
A0104	27	107	88	49	57	2,2	97
A0131	32	103	76	47	53	1,1	57
N0157	41	136	101	60	68	1,3	84
N0165	15	50	37	22	25	1,4	33
N0171	22	70	51	31	36	1,0	34
Total général	4837 km	15986 MEUR	12174 MEUR	7231 MEUR	8322 MEUR	1,3 MW/km	9996 MW

Puissance délivrée par PL: 250 kW - Taux d'équipement: 50%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	noyenne de dimensionnement	ssance totale autoro
A0001	192	481	412	229	265	2,4	454
A0002	76	160	119	70	80	1,3	98
A0003	15	41	33	18	22	2,9	44
A0004	473	911	671	410	471	1,0	487
A0006	429	924	709	415	477	1,4	609
A0007	267	644	541	301	349	2,0	539
A0008	223	488	372	216	248	1,6	352
A0009	259	611	502	282	326	1,9	502
A0010	523	1044	772	466	534	1,2	612
A0011	238	446	324	199	228	0,9	213
A0012	7	16	13	7	8	1,8	13
A0013	142	298	222	131	150	1,4	195
A0014	19	32	23	15	18	0,6	12
A0016	29	64	49	29	33	1,5	43
A0025	37	75	54	33	38	0,9	34
A0031	229	476	351	208	238	1,2	281
A0036	222	469	354	210	241	1,5	326
A0043	111	229	171	101	115	1,2	134
A0054	33	71	52	31	35	1,4	48
A0061	148	309	226	134	154	1,1	166
A0062	202	373	269	170	195	0,8	167
A0063	177	410	329	187	215	1,8	323
A0071	217	385	280	176	204	0,7	159
A0081	93	168	121	78	89	0,7	67
A0085	205	347	252	164	194	0,5	101
A0089	132	229	165	108	125	0,6	78
A0104	27	67	55	31	36	2,2	61
A0131	32	64	48	29	33	1,1	36
N0157	41	85	63	37	43	1,3	52
N0165	15	31	23	14	16	1,4	21
N0171	22	44	32	19	22	1,0	21
Total général	4837 km	9991 MEUR	7609 MEUR	4519 MEUR	5201 MEUR	1,3 MW/km	6247 MW

Périmètre 2035

Puissance délivrée par PL: 400 kW - Taux d'équipement: 80%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale autoroute (MW)
A0001	192	940	853	443	535	3,8	1162
A0002	76	292	241	135	156	2,1	251
A0003	15	85	78	40	51	4,7	112
A0004	473	1705	1322	766	882	1,6	1246
A0005	180	561	413	248	284	1,1	320
A0006	429	1726	1442	792	925	2,3	1559
A0007	267	1210	1084	570	675	3,2	1381
A0008	223	928	810	439	515	2,5	902
A0009	259	1164	1015	542	639	3,1	1286
A0010	523	1955	1583	896	1036	1,9	1568
A0011	309	1065	800	471	538	1,4	690
A0012	7	31	25	14	16	2,9	33
A0013	218	826	661	378	436	1,9	677
A0014	19	58	44	27	32	1,0	30
A0016	144	472	359	212	243	1,3	311
A0019	129	385	279	177	202	0,8	158
A0020	381	1337	1020	599	686	1,5	912
A0025	37	129	100	58	67	1,4	87
A0026	94	343	271	155	178	1,7	249
A0028	284	839	609	374	429	0,9	398
A0029	215	697	510	306	352	1,1	362
A0031	309	1218	1025	567	658	2,2	1078
A0035	68	277	236	131	152	2,4	256
A0036	222	898	763	418	488	2,3	834
A0040	198	659	500	293	336	1,4	429
A0041	40	116	84	52	60	0,9	58
A0042	40	161	141	77	89	2,3	150
A0043	111	409	329	187	215	1,9	343
A0048	50	168	124	73	84	1,2	97
A0049	62	180	129	83	95	0,8	78
A0051N	26	66	47	30	36	0,3	12
A0054	33	134	117	64	74	2,3	122
A0061	148	541	427	245	281	1,8	426
A0062	202	687	512	302	345	1,3	427
A0063	177	764	671	360	423	2,9	826
A0064	270	796	586	353	404	1,0	423
A0071	291	965	727	434	498	1,3	597
A0075	195	649	484	286	328	1,2	388
A0081	93	311	228	135	155	1,2	172
A0083	149	448	328	197	225	1,0	234
A0084	144	507	391	227	260	1,6	361
A0085	205	583	420	264	304	0,8	258
A0089	460	1371	992	630	721	0,8	571
A0104	27	134	120	63	76	3,6	156
A0131	32	123	99	56	65	1,8	91
A0320	11	39	30	17	20	1,6	28
N0012	441	1390	1032	626	724	1,1	783
N0024	40	138	104	61	70	1,3	86
N0157	41	158	128	74	84	2,0	134
N0165	129	466	366	211	243	1,8	363
N0166	42	127	92	57	65	0,9	59
N0171	22	79	60	35	40	1,5	55
Total général	8751 km	31311 MEUR	24814 MEUR	14250 MEUR	16496 MEUR	1,7 MW/km	23586 MW

Puissance délivrée par PL: 400 kW - Taux d'équipement: 50%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale Autoroute (MW)
A0001	192	587	533	277	334	3,8	726
A0002	76	183	151	85	98	2,1	157
A0003	15	53	49	25	32	4,7	70
A0004	473	1065	827	479	551	1,6	779
A0005	180	351	258	155	178	1,1	200
A0006	429	1079	901	495	578	2,3	974
A0007	267	756	677	356	422	3,2	863
A0008	223	580	506	274	322	2,5	564
A0009	259	727	634	338	399	3,1	804
A0010	523	1222	989	560	648	1,9	980
A0011	309	665	500	294	336	1,4	431
A0012	7	19	16	9	10	2,9	21
A0013	218	516	413	236	272	1,9	423
A0014	19	37	28	17	20	1,0	19
A0016	144	295	224	133	152	1,3	194
A0019	129	240	174	110	126	0,8	99
A0020	381	835	638	375	429	1,5	570
A0025	37	81	63	36	42	1,4	54
A0026	94	214	169	97	111	1,7	156
A0028	284	524	381	234	268	0,9	249
A0029	215	436	319	192	220	1,1	226
A0031	309	761	641	354	411	2,2	674
A0035	68	173	147	82	95	2,4	160
A0036	222	561	477	261	305	2,3	521
A0040	198	412	312	183	210	1,4	268
A0041	40	73	53	32	37	0,9	36
A0042	40	101	88	48	56	2,3	94
A0043	111	256	206	117	135	1,9	214
A0048	50	105	78	46	52	1,2	60
A0049	62	113	81	52	60	0,8	49
A0051N	26	41	29	19	23	0,3	7
A0054	33	84	73	40	47	2,3	76
A0061	148	338	267	153	176	1,8	266
A0062	202	430	320	189	216	1,3	267
A0063	177	478	420	225	264	2,9	516
A0064	270	498	366	221	253	1,0	264
A0071	291	603	454	271	311	1,3	373
A0075	195	406	302	179	205	1,2	242
A0081	93	195	142	85	97	1,2	108
A0083	149	280	205	123	141	1,0	146
A0084	144	317	245	142	162	1,6	226
A0085	205	364	263	165	190	0,8	162
A0089	460	857	620	394	450	0,8	357
A0104	27	84	75	39	47	3,6	97
A0131	32	77	62	35	40	1,8	57
A0320	11	24	19	11	12	1,6	17
N0012	441	869	645	391	452	1,1	489
N0024	40	86	65	38	44	1,3	54
N0157	41	99	80	46	53	2,0	84
N0165	129	292	229	132	152	1,8	227
N0166	42	80	58	36	41	0,9	37
N0171	22	49	38	22	25	1,5	34
Total général	8751 km	19569 MEUR	15509 MEUR	8907 MEUR	10310 MEUR	1,7 MW/km	14741 MW

Puissance délivrée par PL: 250 kW - Taux d'équipement: 80%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale autoroute (MW)
A0001	192	770	660	366	424	2,4	726
A0002	76	255	190	112	128	1,3	157
A0003	15	65	53	29	34	2,9	70
A0004	473	1457	1074	655	753	1,0	779
A0005	180	508	367	234	273	0,7	200
A0006	429	1478	1135	664	763	1,4	974
A0007	267	1031	866	482	558	2,0	863
A0008	223	781	594	346	397	1,6	564
A0009	259	977	803	451	521	1,9	804
A0010	523	1670	1235	746	854	1,2	980
A0011	309	915	663	410	471	0,9	431
A0012	7	26	20	12	13	1,8	21
A0013	218	710	524	314	360	1,2	423
A0014	19	51	37	24	29	0,6	19
A0016	144	425	314	194	225	0,8	194
A0019	129	347	250	163	193	0,5	99
A0020	381	1173	853	527	603	0,9	570
A0025	37	119	87	52	60	0,9	54
A0026	94	314	230	136	156	1,0	156
A0028	284	770	557	362	427	0,5	249
A0029	215	606	435	279	323	0,7	226
A0031	309	1055	795	466	534	1,4	674
A0035	68	233	176	103	119	1,5	160
A0036	222	751	567	337	386	1,5	521
A0040	198	580	424	265	306	0,8	268
A0041	40	109	79	51	60	0,6	36
A0042	40	137	103	60	69	1,5	94
A0043	111	367	273	161	185	1,2	214
A0048	50	146	105	68	77	0,8	60
A0049	62	167	122	79	93	0,5	49
A0051N	26	65	46	29	36	0,2	7
A0054	33	113	84	49	56	1,4	76
A0061	148	495	362	215	246	1,1	266
A0062	202	596	430	272	313	0,8	267
A0063	177	656	527	300	345	1,8	516
A0064	270	747	543	350	411	0,6	264
A0071	291	855	622	385	445	0,8	373
A0075	195	566	409	258	297	0,8	242
A0081	93	269	194	125	143	0,7	108
A0083	149	413	300	195	228	0,6	146
A0084	144	435	317	191	219	1,0	226
A0085	205	555	402	263	310	0,5	162
A0089	460	1250	905	591	695	0,5	357
A0104	27	107	88	49	57	2,2	97
A0131	32	103	76	47	53	1,1	57
A0320	11	33	24	15	17	1,0	17
N0012	441	1245	902	569	664	0,7	489
N0024	40	122	88	56	64	0,8	54
N0157	41	136	101	60	68	1,3	84
N0165	129	412	304	182	208	1,1	227
N0166	42	115	84	54	64	0,6	37
N0171	22	70	51	31	36	1,0	34
Total général	8751 km	27351 MEUR	20450 MEUR	12435 MEUR	14369 MEUR	1,1 MW/km	14741 MW

Puissance délivrée par PL: 250 kW - Taux d'équipement: 50%

Route	Longueur (km)	Alstom (MEUR)	Siemens (MEUR)	Evias (MEUR)	Elon Road (MEUR)	Puissance moyenne de dimensionnement (MW/km)	Puissance totale autoroute (MW)
A0001	192	481	412	229	265	2,4	454
A0002	76	160	119	70	80	1,3	98
A0003	15	41	33	18	22	2,9	44
A0004	473	911	671	410	471	1,0	487
A0005	180	317	230	146	170	0,7	125
A0006	429	924	709	415	477	1,4	609
A0007	267	644	541	301	349	2,0	539
A0008	223	488	372	216	248	1,6	352
A0009	259	611	502	282	326	1,9	502
A0010	523	1044	772	466	534	1,2	612
A0011	309	572	414	256	294	0,9	270
A0012	7	16	13	7	8	1,8	13
A0013	218	444	328	196	225	1,2	264
A0014	19	32	23	15	18	0,6	12
A0016	144	266	196	121	141	0,8	121
A0019	129	217	156	102	121	0,5	62
A0020	381	733	533	329	377	0,9	356
A0025	37	75	54	33	38	0,9	34
A0026	94	196	144	85	97	1,0	97
A0028	284	481	348	226	267	0,5	155
A0029	215	378	272	174	202	0,7	141
A0031	309	659	497	291	334	1,4	421
A0035	68	146	110	65	74	1,5	100
A0036	222	469	354	210	241	1,5	326
A0040	198	362	265	166	191	0,8	167
A0041	40	68	49	32	37	0,6	23
A0042	40	86	64	38	43	1,5	59
A0043	111	229	171	101	115	1,2	134
A0048	50	91	66	42	48	0,8	38
A0049	62	105	76	50	58	0,5	30
A0051N	26	40	28	18	22	0,2	5
A0054	33	71	52	31	35	1,4	48
A0061	148	309	226	134	154	1,1	166
A0062	202	373	269	170	195	0,8	167
A0063	177	410	329	187	215	1,8	323
A0064	270	467	339	219	257	0,6	165
A0071	291	534	389	241	278	0,8	233
A0075	195	354	256	161	186	0,8	151
A0081	93	168	121	78	89	0,7	67
A0083	149	258	187	122	142	0,6	91
A0084	144	272	198	120	137	1,0	141
A0085	205	347	252	164	194	0,5	101
A0089	460	781	566	369	434	0,5	223
A0104	27	67	55	31	36	2,2	61
A0131	32	64	48	29	33	1,1	36
A0320	11	21	15	9	10	1,0	11
N0012	441	778	564	355	415	0,7	306
N0024	40	76	55	35	40	0,8	33
N0157	41	85	63	37	43	1,3	52
N0165	129	258	190	114	130	1,1	142
N0166	42	72	52	34	40	0,6	23
N0171	22	44	32	19	22	1,0	21
Total général	8751 km	17094 MEUR	12781 MEUR	7772 MEUR	8981 MEUR	1,1 MW/km	9213 MW

Fiche 1.4. « Coût d'investissement et d'opération des bornes de recharge forte puissance »

La fiche présente les hypothèses de coût des bornes de recharges de différentes puissances retenues dans l'évaluation des différents scénarios, ainsi que les principales hypothèses du modèle ayant permis d'évaluer le nombre de bornes de recharge nécessaires.

On peut schématiquement distinguer les bornes de recharge électrique selon différentes catégories de puissances :

- Jusqu'à 50 kW : bornes largement utilisées, produit industrialisé « sur étagère ».
- Jusqu'à 150-200 kW : bornes courantes (utilisées notamment pour les bus et les bennes à ordures ménagères), mais rarement utilisées à ces puissances.
- 350 kW : bornes de recharge développées par deux fabricants, ABB et Tritium. Ces bornes ne sont pas réellement testées à leur maximum par la charge de véhicule car le VE le plus puissant à ce jour est le Porsche Taycan qui appelle 250 kW durant les 30 premiers pourcents de sa charge.
- Au-delà de 600 kW : ces bornes sont en développement chez certains fabricants.

A partir de 350 kW, les bornes de recharge génèrent des nuisances sonores et des échauffements potentiellement importants. A partir de 600 kW les bornes nécessitent des câbles refroidis, potentiellement sensible en cas d'endommagement.

A noter que la Chine a opté pour certains usages des recharges en parallèle (2x120 kW par exemple).

1. Coût d'investissement et d'opération des bornes de recharge

1.1. Bornes de recharge de 50 kW

Ce type de borne de recharge correspond au cas de recharge au dépôt du transporteur, sur une longue durée (pendant la nuit).

Le coût d'une borne monolithique 50 kW installée chez le client (tristandard : DC Combo CCS2 + DC CHAdeMO + AC type 2 – 2 Points de charge (1 en DC et 1 en AC)) est de 18 à 26 k€ (hors raccordement) selon les constructeurs. La valeur de 30 k€ est retenue dans les évaluations, soit un ratio de 600 €/kW (hors raccordement). Source : *EDF, groupe de travail*.

1.2. Bornes de recharge de 200 kW

Ce type de borne de recharge correspond au cas de recharge au dépôt du transporteur lorsqu'un besoin de recharge accéléré (lors de la pause méridienne par exemple) est avéré.

Le coût d'une borne monolithique 200 kW tri-standard 3 PdC (1 en AC, 1 en CCS2 et 1 soit en CCS2, soit en CHAdeMO) est de 50 k€, soit un ratio de 250 €/kW (hors raccordement). Source : *EDF, groupe de travail*.

1.3. Bornes de recharge de 350 kW

Pour une station de recharge 350 kW à 2 satellites (soit 1 satellite à pleine puissance 350 kW, possibilité de basculer à 2x175 kW).

- Armoire de puissance 350 kW et 2 satellites à 1 point de charge chacun (sur chaque satellite Combo CCS2 et CHAdeMO – l'utilisation de l'un rendant l'autre inopérant)
 - o 160 k€ prix variant selon les fabricants
- Poste de livraison HTA/BT 400 kVA
 - o 60 k€
- Raccordement au réseau HTA
 - o 45 k€
- Installation et connexion des sous-ensembles
 - o 100 k€
- En option stockage 160 kW / 210 kWh
 - o 80 k€

Le total est donc de 365 000 € (hors option stockage 160 kW/210 kWh), soit un ratio de 1000 €/kW (raccordement compris).

Source : EDF, contribution du groupe de travail

1.4. Puissances supérieures à 350 kW

Le rapport « Nécessité d'une infrastructure de recharge rapide pour les véhicules lourds le long des grands axes routiers », février 2021, Trafikverket (Ministère suédois des transports) propose les ratios suivants pour les différentes puissances de chargeur (ratios couvrant le raccordement au réseau et la construction de la borne de recharge) :

Niveau des coûts	Chargeur de dépôt (50 kW)	Chargeur semi-public (350 kW)	Chargeur public 600 - 800 kW
Bas	200 €/kW (AC)	400 €/kW	420 €/kW
Moyen	400 €/kW (DC)	500 €/kW	525 €/kW
Haut	600 €/kW (DC)	600 €/kW	630 €/kW

Dans le rapport Transport et Environnement « Recharge EU trucks : time to act » (février 2020, p. 26), la différence est faite entre recharges au dépôt, à destination ou sur chargeur public. La puissance minimale à destination recommandée est de 350 kW. Quatre catégories de puissance sont distinguées : moins de 350, entre 350 et 600, entre 600 et 1 MW et plus d'un MW.

Le rapport Transport et Environnement « Unlocking electric trucking in the EU : recharging in cities » (p. 3) fait également apparaître un ratio du nombre de chargeurs sur le nombre de PL, avec l'hypothèse de 300 à 350 kW pour les chargeurs à destination et 600 kW pour les chargeurs publics, ainsi que 2h d'utilisation des chargeurs publics/jour.

Les hypothèses de coût des bornes prises en compte dans le rapport Transport et Environnement (p. 32) sont les suivantes :

Puissance	300 kW	350 kW	500 kW	600 kW
Coût borne + raccordement réseau (en k€)	136	143	226	245
Ratio €/kW	453	408	452	408

Hypothèses : 300€/kW for AC charging and 500€/kW for DC charging. Depot charging is mainly AC in 2025 while it is mainly DC in 2030.

1.5. Coût des raccordements

Les ratios suivants, concertés avec Enedis dans le cadre du groupe de travail, peuvent être retenus en première approche :

Coût des raccordements :

- environ 1 MW : quelques dizaines de milliers d'euros ;
- pour 3 à 5 MW : 500 k€ ;
- pour 10 MW : 2 M€ ;
- Cas rarissimes de création d'un poste source 5 à 6 M€.

Ces coûts correspondent au raccordement de sites comportant plusieurs bornes.

Fiche de synthèse n°2.1 : coûts de possession des véhicules

Etablie par Marc Raynal, Cerema – Juin 2021.

Préambule

Le coût total de possession d'un véhicule pour chaque technologie a fait l'objet d'un outil développé par le Comité National Routier (CNR) qui publie les statistiques des coûts de possession des différents véhicules de transports routiers lourds.

Cet outil a permis de comparer les différentes technologies d'ERS avec le diesel (solution de référence) et la solution électrique sans ERS correspondant à un véhicule uniquement sur batterie, du point de vue de leur client final, c'est-à-dire des transporteurs.

Hypothèses de base

Les hypothèses de base retenues par les différents groupes de travail sont les suivantes :

Consommation électrique :

- en interurbain : 146 kWh/100 km
- en ville : réduction de consommation de 35% par rapport à l'interurbain, soit : 95 kWh/100 km,

Taille de la batterie :

- Autonomie : l'autonomie de base retenue est de 200 km pour relier tout point du territoire, à moins de 100 km aller et retour, en sortie d'ERS.
- Véhicule ERS : 350 kWh, pour une autonomie de 239 km en sortant de l'ERS, laissant une petite marge de sécurité de 20% par rapport à l'autonomie de 200 km. A noter que l'ERS à 400 kW permet de se recharger totalement en route en 1h30 environ, permettant un circuit hebdomadaire sur longue distance en totale autonomie, dès lors que les lieux de livraison, tout au long du circuit hebdomadaire, se situent à moins de 200 km aller-retour de l'ERS.
- Le cas du véhicule électrique 100% batterie (BEV) correspond au scénario sans ERS, où les transporteurs se rechargent essentiellement la nuit, nécessitant une autonomie journalière (moyenne annuelle) de 500 km. Par rapport, à la diversité des missions que doit réaliser un transporteur, on retient comme hypothèse une batterie de 1200 kWh, pour une autonomie quotidienne de $821 \text{ km} \times 80\% = 659 \text{ km}$, afin de limiter le cycle charge décharge de la batterie pour une durabilité substantiellement augmentée.
- Le cas sans ERS implique une recharge chaque nuit pendant 5 à 8h, sur une aire de repos éventuellement disponible, au moyen d'une borne de 150 kW, permettant en 5 heures une charge de 750 kWh (délivrant une autonomie de $750/1,46 = 513 \text{ km}$), couvrant la distance parcourue quotidienne moyenne (source CNR).

NB : on dénombre environ 8338 places de parking PL sur les aires d'autoroutes concédées ou non, qui sont actuellement souvent en saturation. Le scénario sans ERS nécessiterait de construire un nombre non négligeable de places supplémentaires disposant de dispositifs de recharge.

Condition d'exploitation des véhicules :

Sans changement par rapport aux statistiques pour le diesel

- 113 500 km annuel par PL, 227 jours par an, 500 km par jour
- Conducteurs : sans changement, 206 h par an
- Capacité de charge utile par technologie : elle se détermine en fonction de celle pour le diesel, en retranchant le poids du réservoir, du moteur thermique et du système de refroidissement, et en ajoutant 6 kg de batterie par kWh.
- Camion diesel (type T2 S3, 40 tonnes) : réservoir + système de refroidissement + moteur thermique = 1,5 tonnes
- Camion électrique : moteur + boîte de vitesse = 0,6 tonnes
- Poids des batteries : 6 kg/kWh soit 0,6 t pour 100 kWh.
- ERS : 350 kWh de batteries, soit une charge de $0,6 \times 3,5 = 2,1$ tonnes
- BEV : 1200 kWh de batteries, soit une charge de $6 \times 1,2 = 7,2$ tonnes

Capacité de charge utile selon les technologies, selon la réglementation actuelle :

Poids (tonnes)	Diesel	ERS caténaire	ERS rail au sol	ERS induction	BEV sans ERS
Moteur, boîte de vitesse, refroidissement	1,5	0,6	0,6	0,6	0,6
plein de gasoil	0,5	0	0	0	0
Batteries	0	2,1	2,1	2,1	7,2
Total	2,0	2,7	2,7	2,7	7,8
Ecart/diesel	0	0,7	0,7	0,7	5,8
Tolérance 1 t*	0	0	0	0	4,8
Charge utile	28,4 t	28,4 t	28,4 t	28,4 t	23,6 t

Tableau 1 : charge utile des poids lourds de 40 tonnes, selon la technologie.

* dérogation d'une tonne accordée par la directive de l'UE 2015-719 pour les véhicules à carburants alternatifs dont l'électrique.

Infrastructure routière :

- Il est tenu compte d'une captation du trafic diesel, en régime permanent (après plusieurs années) à hauteur de : 60% pour le réseau S1, 70% pour le réseau S2 et 80% pour le réseau S3.
- Il est tenu compte du remboursement de l'infrastructure au taux de 1% et d'un montant d'entretien de 2% par an sur l'assiette totale de l'investissement (investissement public).
- Il est pris en compte une redevance kilométrique pour indemniser les investissements d'infrastructures sur l'ensemble du réseau aux horizons 2030 que l'on majore de 20% pour prendre en compte les raccordements au réseau haute tension de RTE. Le détail complet des calculs de coûts figure dans la *fiche 1.1 coûts d'investissements, maintenance, redevance*. En synthèse, les coûts unitaires par poids lourd et par km, sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Horizon (scénario)	Trafic capté	Trafic/horizon	Alstom	Siemens	Electreon*	Evias**	Elonroad**
2030 (S1)	60%	6 911 098 093	0,211	0,173	0,184	0,097	0,113
2030+2035 (S2)	70%	11 235 033 471	0,196	0,156	0,169	0,089	0,104
2030+2035+2035bis (S3)	80%	18 997 312 685	0,164	0,128	0,140	0,075	0,086

Coût en € par PL et par km

Tableau 2 : redevance pour l'usage de l'infrastructure, selon la taille du réseau et la technologie

* les estimations fournies par Electreon n'étaient pas complètes, mais ont pu être interpolées.

** les estimations fournies par Evias et Elonroad, ne prennent pas en compte les raccordements amont et ne peuvent donc pas être prises en compte.

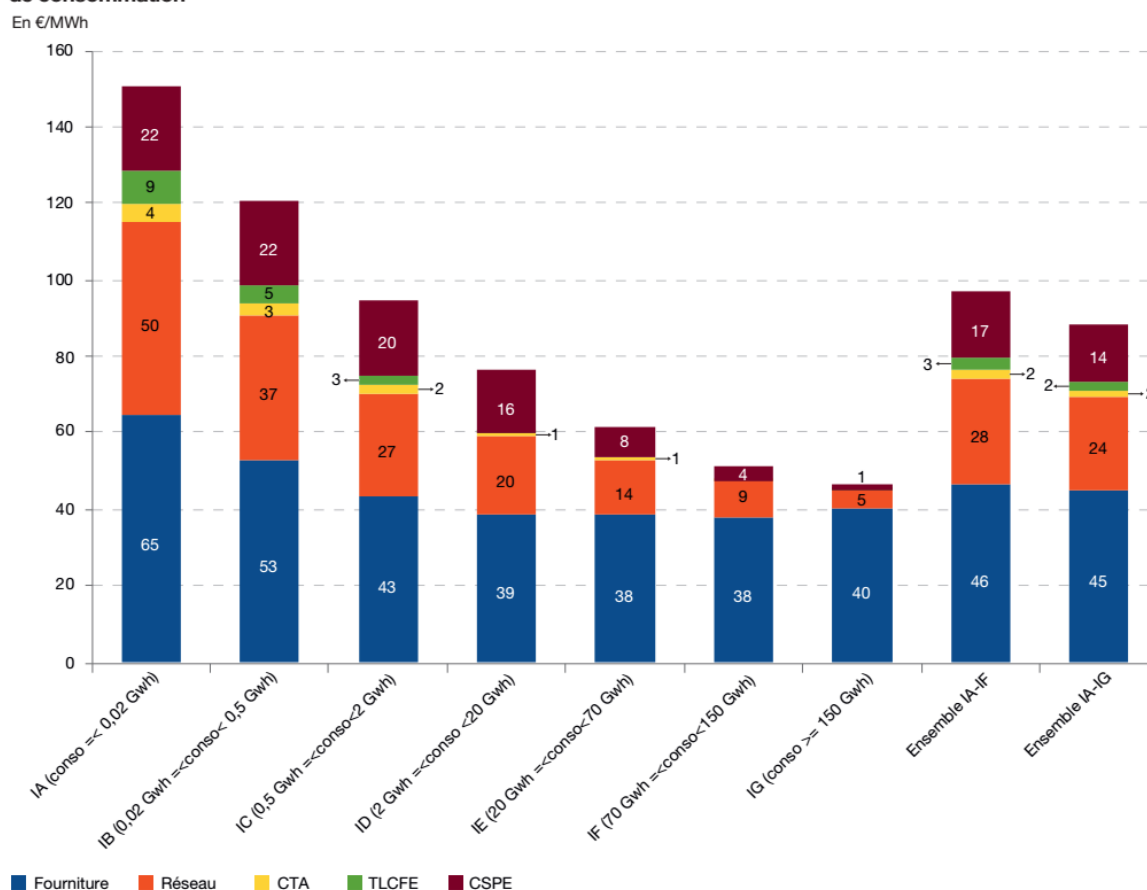
La suite de l'étude prendra en compte les seules technologies Alstom, Siemens et Electreon.

- Aucun coût d'ERS n'est décompté pour la solution tout batterie (BEV).
- Le coût annuel des péages est maintenu à 10 091 €/an selon les statistiques du CNR. On suppose qu'il n'y a pas de modification de comportement des transporteurs.

Energie :

On part sur une consommation énergétique équivalente entre le diesel et l'ERS ou le BEV, soit 31,4 litres/100 km équivalent à 146 kWh/100 km en appliquant les différents rendements : 39% pour le moteur diesel et le rendement inverse de 90% pour le système électrique (moteur, collecte, batterie).

Graphique 4 : prix de l'électricité et ses composantes pour les entreprises en France métropolitaine suivant le niveau de consommation



Source : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité

Source : [Prix de l'électricité en France et dans l'Union Européenne en 2017](#), CGDD oct. 2018.

Le graphique ci-dessus, est issu de l'enquête du SDES, figurant dans le rapport du CGDD susmentionné, qui donne le prix de gros de l'électricité payé par les entreprises selon leur consommation.

Un opérateur de l'énergie pour l'ERS, pourrait dans ces conditions bénéficier du prix de gros pour des consommations annuelles supérieures à 150 GWh, c'est-à-dire autour de 0,046 €/kWh. Comme le graphique le présente, ce prix inclut la production et le transport d'électricité jusqu'au poste de livraison. Il ne serait pas impossible que l'Etat rende cette distribution éligible à la CSPE, de l'ordre de

0,022 €/kWh, il en ressortirait un prix de gros de 0,068 €/kWh, permettant une revente autour de 0,10 à 0,12 €/kWh aux clients de l'ERS.

Par ailleurs, EDF nous indique un prix final estimatif de 0,105 à 0,110 €/kWh, hors investissements de raccordement au réseau RTE.

On retiendra donc un prix pour l'utilisateur final de l'électricité ERS de 0,110 €/kWh incluant l'achat au prix de gros, la maintenance des installations électriques et la marge de l'opérateur (moyens de paiement, etc...) pour le complément. Il est à noter que ce tarif donne un coût de revient du carburant électrique de 0,110 €/kWh x 1,46 kWh/km = 0,161 €/km contre 0,274 €/km¹, aide fiscale incluse, pour le diesel, soit une décote de 41 %.

En outre, l'ERS permettant de décarboner massivement le TRM et fournissant une source d'énergie alternative ciblant le transport routier, un tel opérateur pourrait prétendre à bénéficier des tarifs avantageux de l'ANRENH, à 0,042 €/kWh pour le prix de gros. L'énergie électrique totale consommée par l'ERS étant de l'ordre de 25 à 30 TWh par an (périmètre 2030), cette quantité entre sans difficulté dans le quota de l'ARENH désormais de 150 TWh ouvert par EDF chaque année.

Sur les bornes de rechargement, il est considéré un tarif de 0,30 €/kWh². Ce montant permet de couvrir les investissements de postes de livraison MT/BT (500 k€), en bornes de recharge de 150 kW (70 k€) et en infrastructures spécifiques.

Les prix de l'électricité au dépôt est pris à son niveau moyen pour l'utilisateur à l'échelle nationale, soit 0,116 €/kWh (rapport du CGDD 2017).

Ensuite, compte tenu du schéma type de transport en longue distance : tournée hebdomadaire et retour au dépôt en fin de semaine, on considère les approvisionnements suivants :

Approvisionnements électriques (avec Station de recharge au dépôt)	Réseau ERS	Borne publique	Dépôt
Tarifs de l'électricité €/kWh	0,110	0,300	0,116
ERS	90%	5%	5%
Batterie sans ERS	-	70%	30%

Tableau 3 : coûts et taux d'approvisionnement en électricité, sur réseau ERS et sur borne publique, option 1 : investissement dans une borne de recharge au dépôt.

Maintenance :

Il est considéré des coûts de pneumatiques augmentés de 10% pour les véhicules électriques, selon certains retours d'expérience (chez EDF) qui a constaté une usure accentuée. De plus il est considéré une réduction de l'entretien réparation de 40% du fait qu'il n'y ait plus de moteur thermique, plus de vidange, etc.

Financement et détention des véhicules :

On considère que les véhicules électriques se conserveront plus longtemps, que les véhicules thermiques, eu égard au nombre de cycles de décharge recharge des batteries à l'horizon 2030, soit environ 2200 cycles. A raison de 227 cycles par an, réalisés lors des 227 jours de d'opération (statistique CNR), cela donne une durée de vie pour une batterie de 9,7 ans ; il est donc pris une durée de détention des véhicules de 8 ans, avec une valeur de reprise de 11,4% pour être homogène avec la valeur de

¹ Moyennes annuelles du CNR : dépense carburant : 31 092 €, kilométrage : 113 500 km

² Sur Izivia, filiale d'EDF : <https://grandlyon.izivia.com/nos-offres/>

19,2% pour une durée de 6,1 an concernant les tracteurs diesel. On ne dépassera pas une durée de détention de 8 ans, car les autres éléments de la cabine vieillissent, rendant la revente moins aisée.

Coûts supplémentaire spécifiques

Les coûts spécifiques comprennent celui des batteries et celui des équipements de captation de l'énergie.

Les coûts sont les suivants :

	caténaire	Rail au sol	Induction	BEV
batteries	35 k€	35 k€	35 k€	120 k€
équipements	10 k€	3 k€	3 k€	0

Tableau 4 : surcoûts d'équipement des camions par technologie

Coût de l'équipement au dépôt d'approvisionnement en énergie

Ces coûts comprennent :

La sous-station électrique de puissance : 500 k€ amortie sur 25 ans, pour 20 camions

La station de recharge : 150 kW - 70 k€³ amortie sur 7 ans, pour 20 camions

NB : ces prix sont mal documentés, il est difficile d'obtenir des références.

On considère alternativement une option 2 : sans investissements en station de recharge au dépôt, avec éventuellement une externalisation auprès d'un opérateur extérieur au tarif de 0,30 €/kWh, qui semble être un tarif permettant l'amortissement du matériel et de l'infrastructure de recharge. Cet opérateur prendrait en compte l'installation et la maintenance du système de recharge.

Pour les dépôts situés à moins de 100 km d'une autoroute équipée d'ERS, l'investissement dans une station de recharge s'avèrera inutile. On considèrera cependant un taux de recharge de 10% à la borne publique pour couvrir les aléas, selon le tableau suivant :

Approvisionnements électriques (sans Station de recharge au dépôt)	Réseau ERS	Borne publique	Dépôt (station externalisé)
Tarifs de l'électricité €/kWh	0,110	0,300	0,300
ERS	90%	10%	0%
Batterie sans ERS	-	70%	30%

Tableau 5 : coûts et taux d'approvisionnement en électricité, sur réseau ERS et sur borne publique, option 2 : sans borne de recharge au dépôt, ou externalisation de la borne de recharge au dépôt.

Analyse

Compte tenu des hypothèses précédentes, on considèrera deux options. L'option n°1 avec une station de recharge au dépôt au tarif de 0,116 €/kWh, l'option n°2 sans station de recharge au dépôt, ou son équivalent : avec une externalisation complète de la station de recharge pour un prix de 0,30 €/kWh.

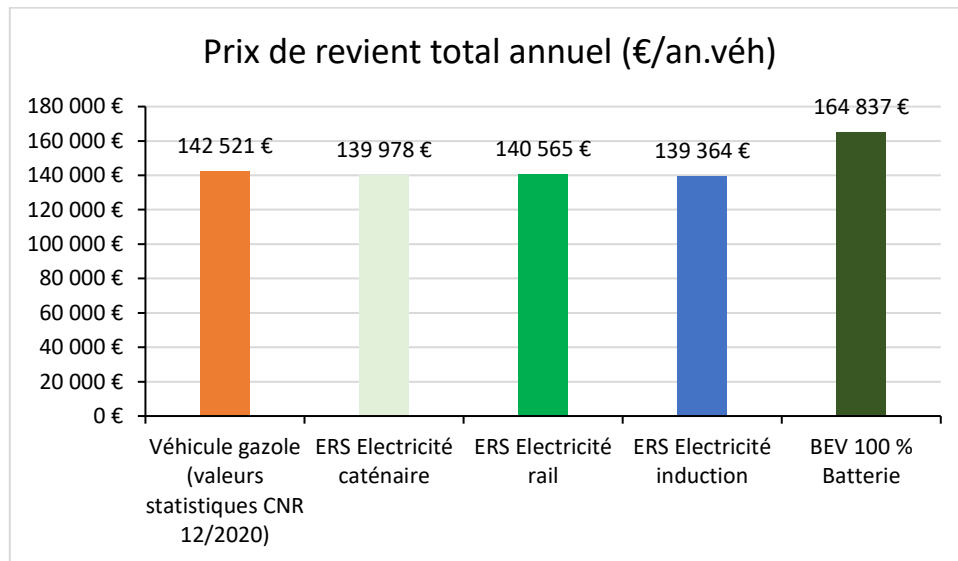
Les coûts annuels de possession d'un tracteur et d'une remorque se décomposent selon les graphiques présentés ci-après, avec les précisions suivantes :

³ Groupe Cahors : www.groupe-cahors.com et <https://www.automobile-propre.com/bornes-de-recharge-visite-chez-le-fabricant-francais-cahors/amp/>

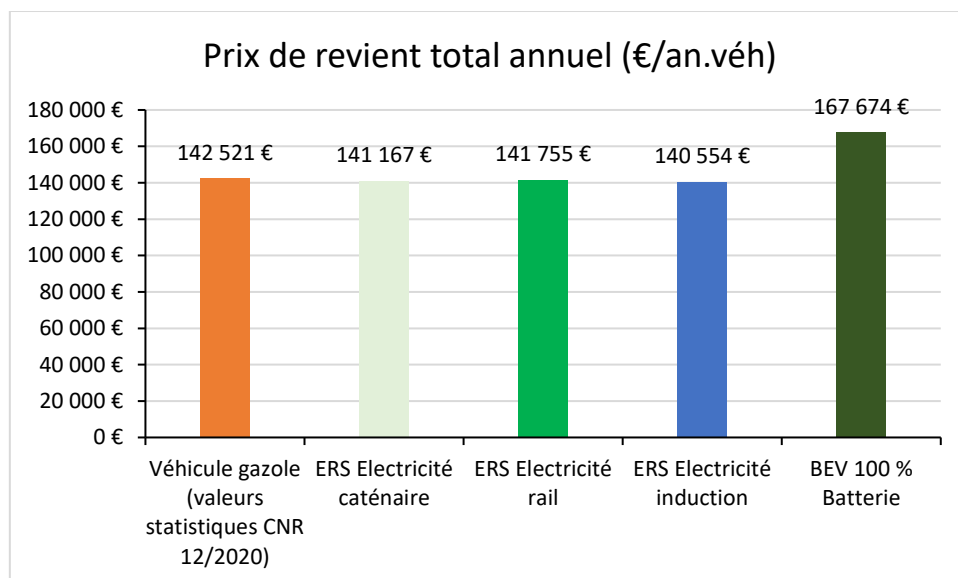
- La colonne de gauche présente le montant statistique actuel du TCO pour un PL de 40 tonnes fonctionnant au diesel.
- Les colonnes 2, 3 et 4 représentent les montants pour un système d'ERS selon les trois technologies principales (caténaire, rail au sol et induction),
- Enfin, la colonne de droite présente le TCO pour un camion sur batterie, et sans ERS.

(S1) Horizon 2030 :

Option 1 : avec station de recharge au dépôt

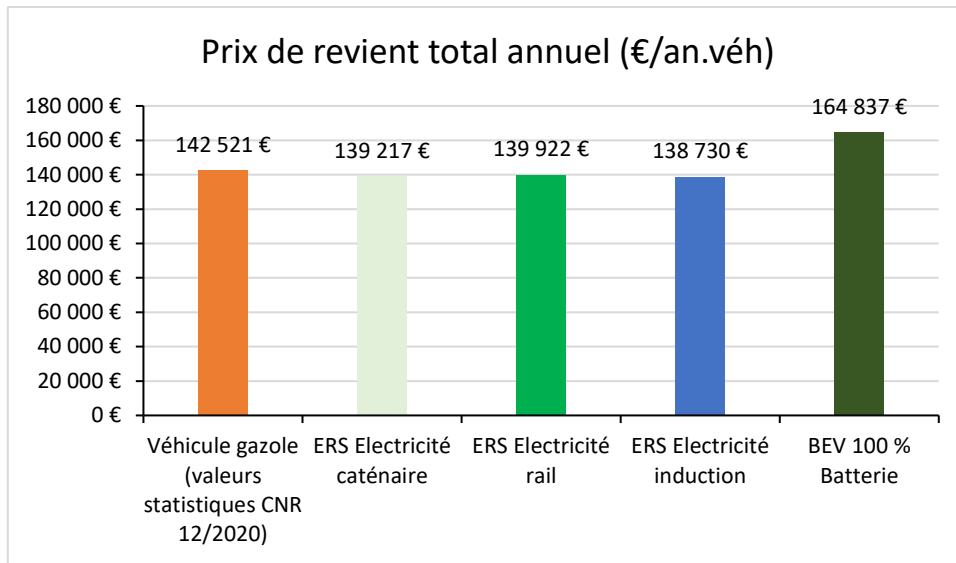


Option 2 : sans station de recharge au dépôt

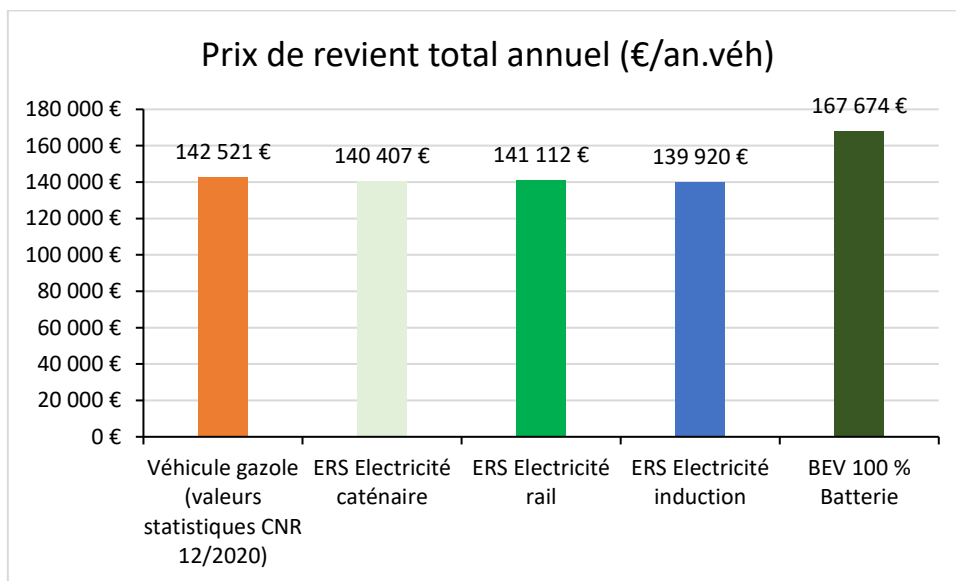


(S2) Horizon 2030 + 2035 :

Option 1 : avec station de recharge au dépôt

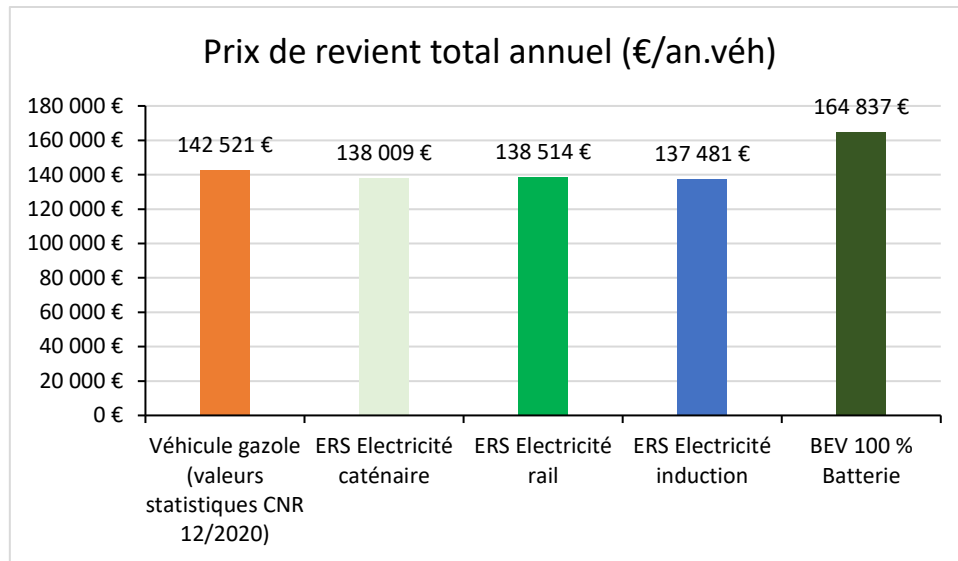


Option 2 : sans station de recharge au dépôt

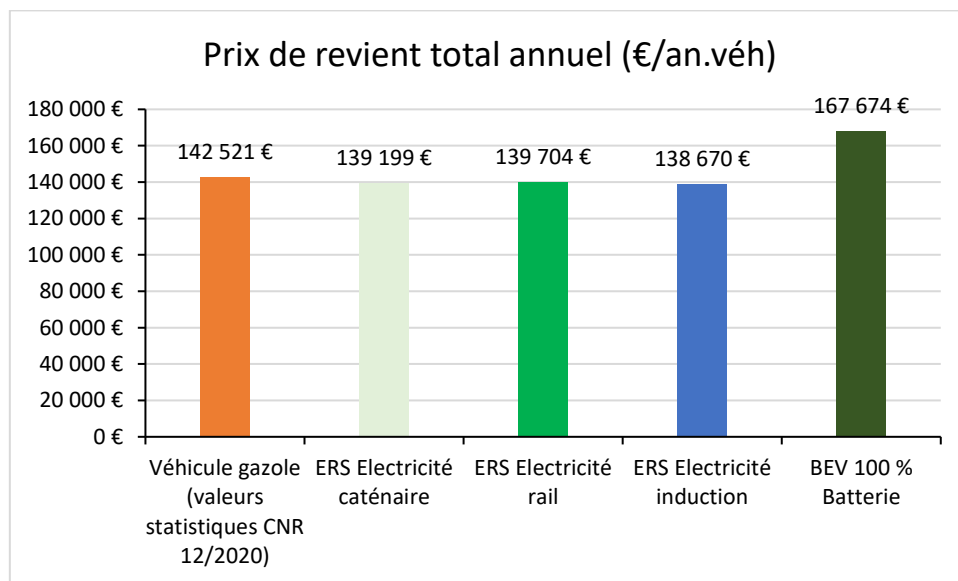


Horizon 2030 + 2035 + 2035 bis :

Option 1 : avec station de recharge au dépôt



Option 2 : sans station de recharge au dépôt



Les graphiques ci-dessus montrent qu'avec ou sans station de recharge au dépôt le TCO d'un camion est quasiment le même à 1000 € près par an. Ce montant étant assez sensible au nombre de camions par bornes de recharge. Se passer d'une station de recharge au dépôt, nécessite que le réseau équipé soit suffisamment dense pour amener la grande majorité des dépôts moins de 100 km du réseau d'ERS.

En revanche, en l'absence d'ERS, il sera plus intéressant d'investir dans une station de recharge, pour bénéficier du tarif avantageux de l'énergie à bas coût.

Il ressort des chiffres ci-dessus, l'analyse suivante :

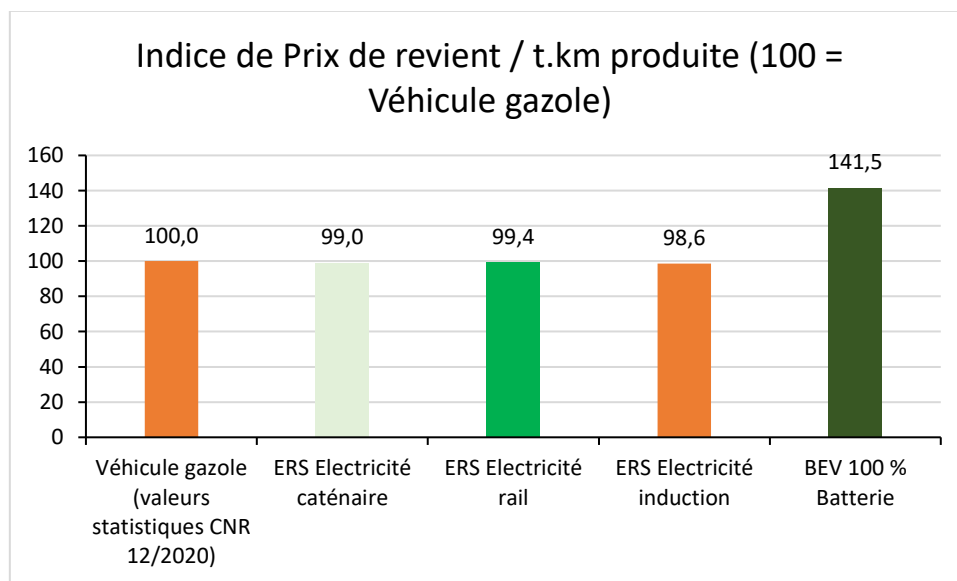
Les coûts de possession des véhicules ERS, sont quasiment les mêmes, à 0,5% près, quelle que soit la technologie retenue. Ils sont d'environ 2,5 % inférieurs au diesel pour les solutions de conduction : rail au sol et caténaire pour l'option 1 (avec station de recharge au dépôt) ou l'option 2 (sans station de recharge au dépôt). **Ces coûts s'entendent à fiscalité constante.**

Le coût du véhicule à batterie sans ERS ressort globalement à un montant 17% plus élevé que celui du véhicule diesel de référence. **Cette augmentation serait suffisante pour mettre en péril l'activité d'un transporteur.**

Le coût de l'infrastructure ERS ne représente qu'environ 1300 € par an, sur un total payé aux péages d'autoroutes d'environ 10 k€. L'écart de 500 € par an entre les technologies caténaire et rail au sol, ne permet pas de les distinguer sur l'aspect économique. Ces technologies devront être distinguées sur d'autres critères. Ce faible écart entre technologies sur l'infrastructure, suggère d'examiner attentivement toute économie de fonctionnalité qui risquerait de s'avérer contreproductive.

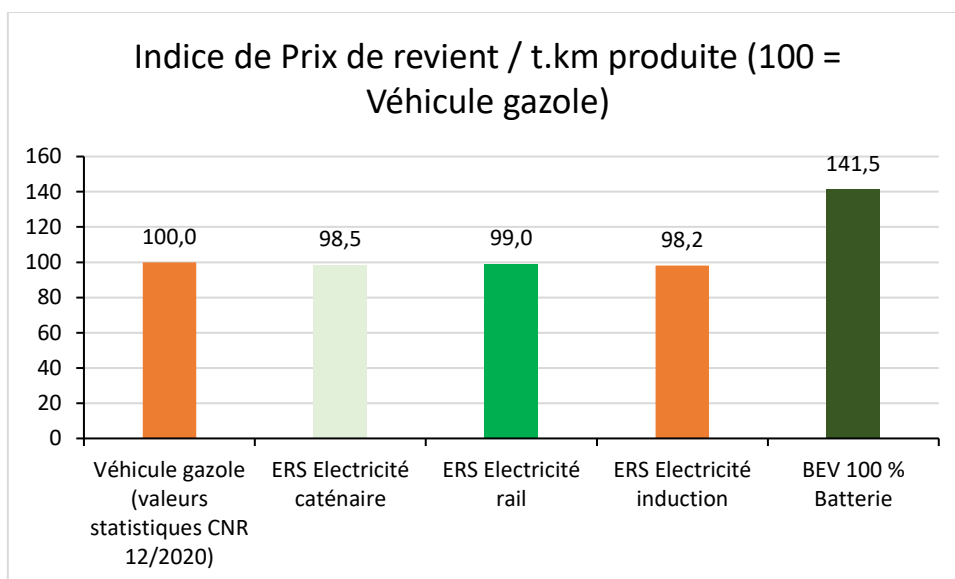
Les diagrammes ci-après présentent l'indice du prix de revient à la tonne kilométrique, avec pour référentiel le prix de revient à la tonne kilométrique pour le diesel (indice 100). Les diagrammes sont présentés pour l'option 2, correspondent à l'externalisation des bornes de recharge au dépôt, qu'on considèrera équivalent à l'absence de bornes de recharge au dépôt (même coût de revient).

Réseau 2030 :



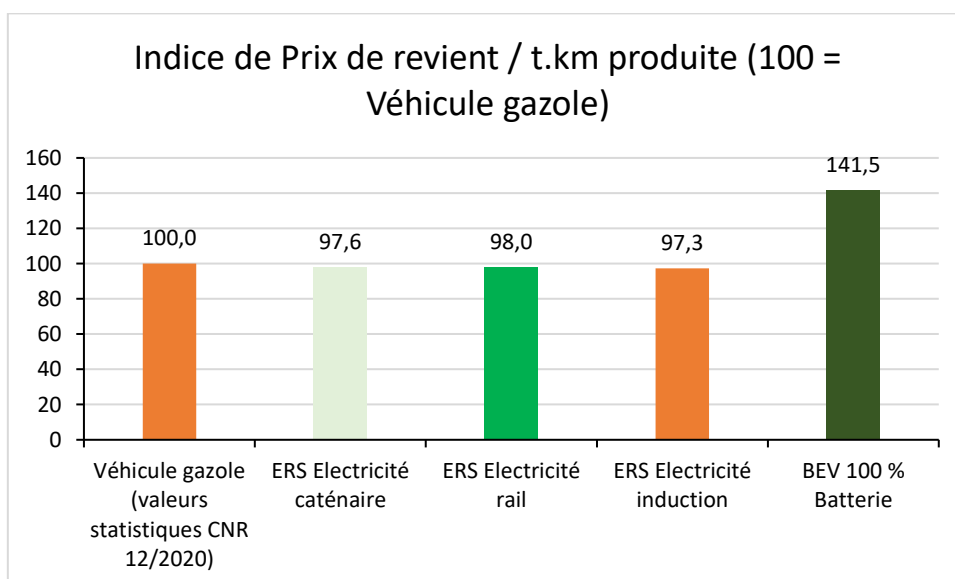
Pour le réseau 2030, les technologies ERS ont un indice de prix de revient à la tonne kilométrique d'environ 99% par rapport au diesel, cette technologie est donc rentable. En revanche l'indice grimpe à 141% pour le tout batterie, faisant de cette technologie une alternative non compétitive pour le TRM.

Réseau 2030 + 2035 :



Pour le réseau 2035, les technologies ERS ont un indice de prix de revient à la tonne kilométrique variant de 98,2% à 99% par rapport au diesel, en faisant donc une technologie rentable par rapport au diesel. En revanche l'indice reste à 141,5% pour le tout batterie, faisant de cette technologie une alternative non compétitive pour le TRM.

Réseau 2030 + 2035 + 2035 bis :



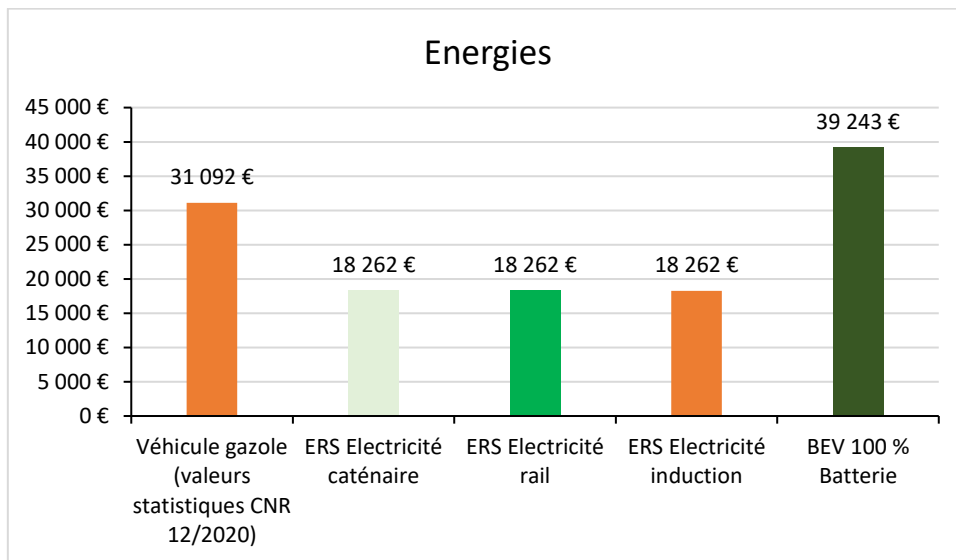
Pour l'ensemble du réseau 2035bis, les technologies ERS ont un indice de prix de revient à la tonne kilométrique variant de 97,3% à 98% par rapport au diesel, en faisant donc une technologie rentable par rapport au diesel. En revanche l'indice reste à 141,5% pour le tout batterie, faisant de cette technologie une alternative non compétitive pour le TRM. Cet indice de rentabilité est particulièrement scruté par les entreprises de transport

Le coût de l'énergie est en revanche un poste très sensible, passant de 31 k€ pour un véhicule diesel à 18 k€ pour un véhicule ERS, toutes technologies confondues, soit une décote de 41%. En revanche pour un véhicule batterie sans ERS, il passe à 39 k€ pour un tarif de l'électricité à 0,30 €/kW, soit une

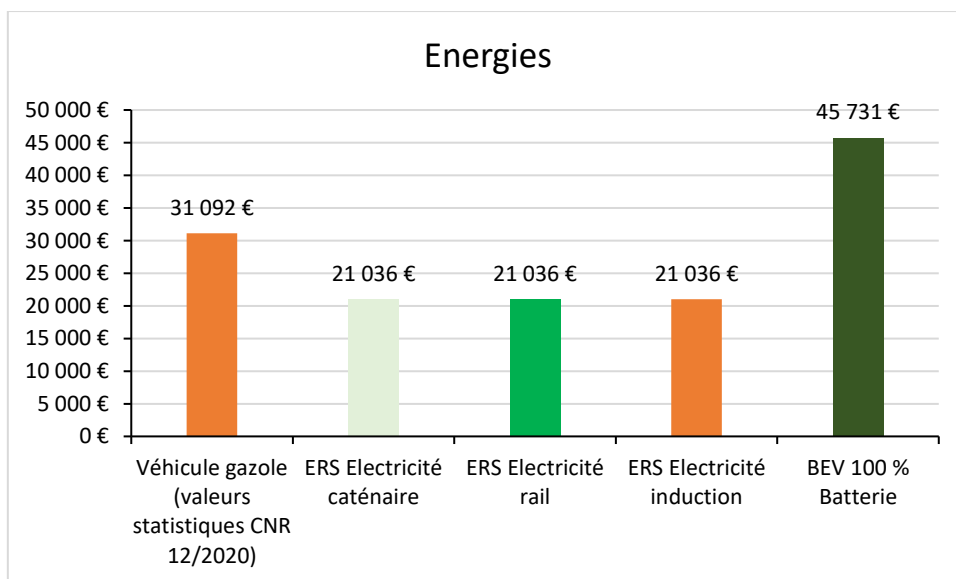
surcote de 26%. Il est par conséquent primordial de pouvoir réduire le prix final de l'énergie offert au transporteur.

Indépendant du type de réseaux (2030, 2035, 2035bis) :

Option 1



Option 2



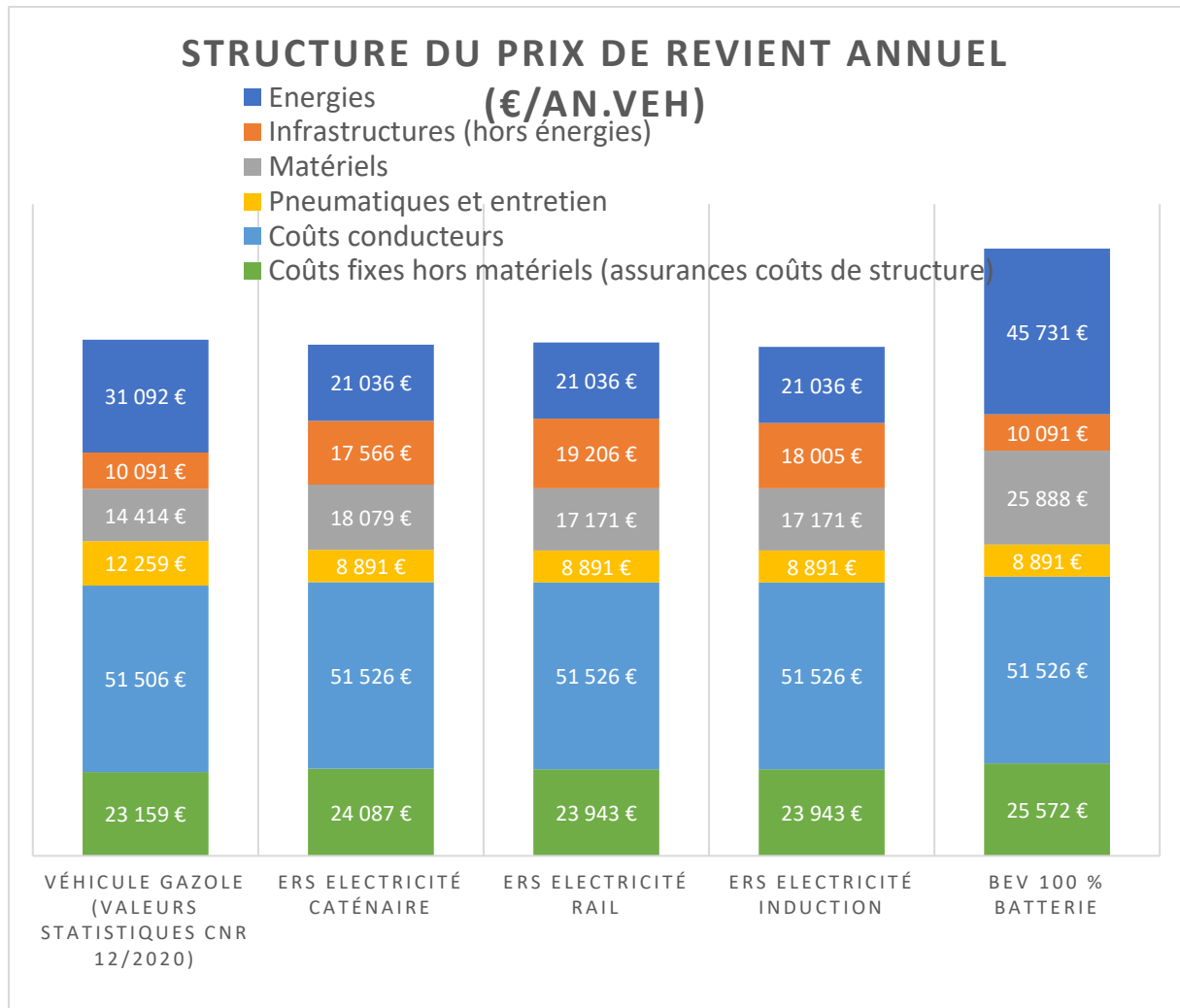
Les coûts des matériels peuvent apparaître élevés compte tenu des coûts conservatifs sur les stations de recharge (70 k€ amortis sur 7 ans) et les poste de livraison d'électricité de forte puissance (500 k€ amortis sur 25 ans) pour alimenter les stations de recharge au dépôt.

Les diagrammes ci-après retiennent les options sans investissements lourds en station de recharge, pour laquelle les transporteurs opteront très probablement, faute de financement et de visibilité sur une activité nouvelle qui ne relève pas de leur métier.

Ils présentent une segmentation en différents postes pour les différentes technologies.

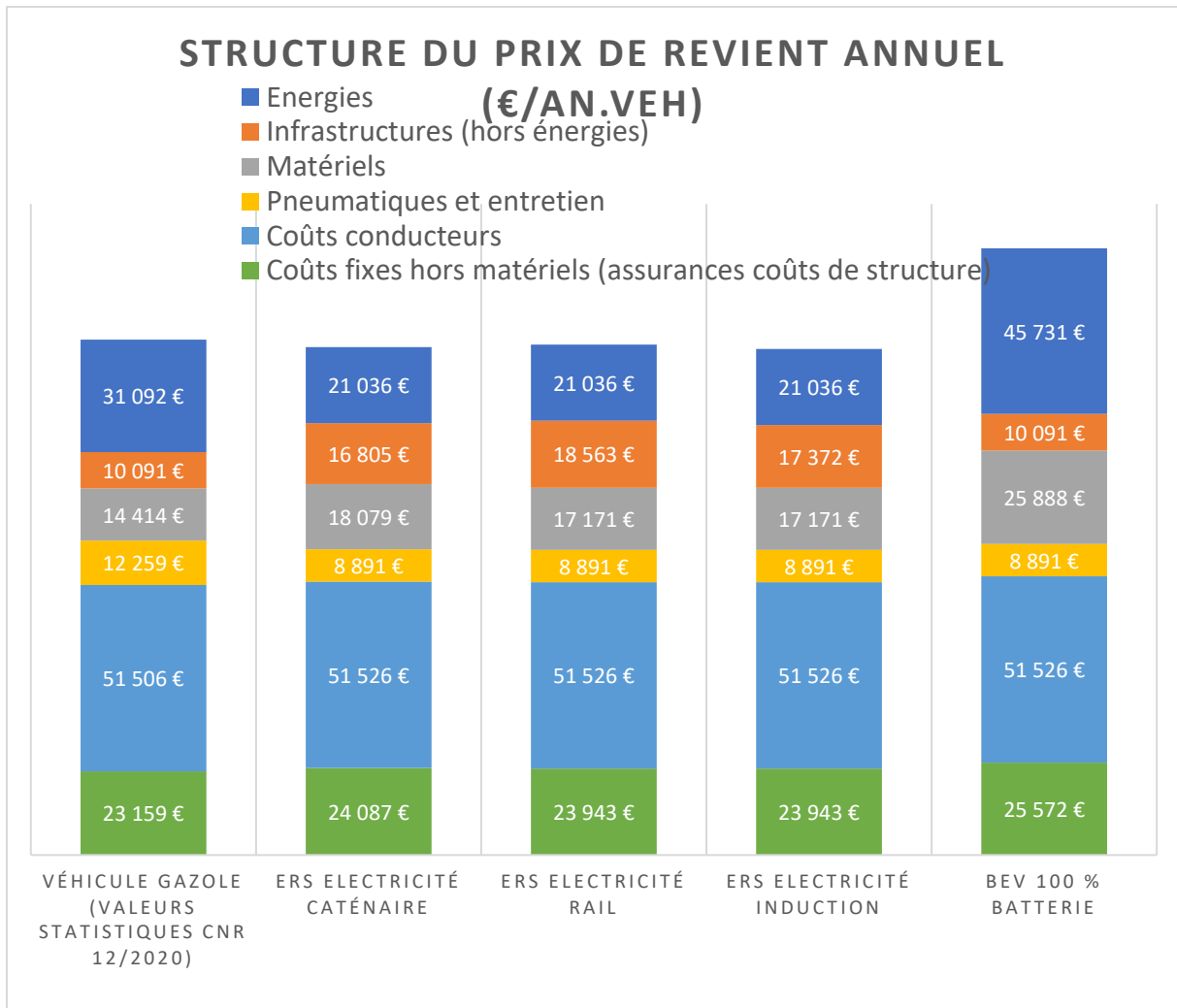
S1 – horizon 2030 :

Option 2 (la plus probable)



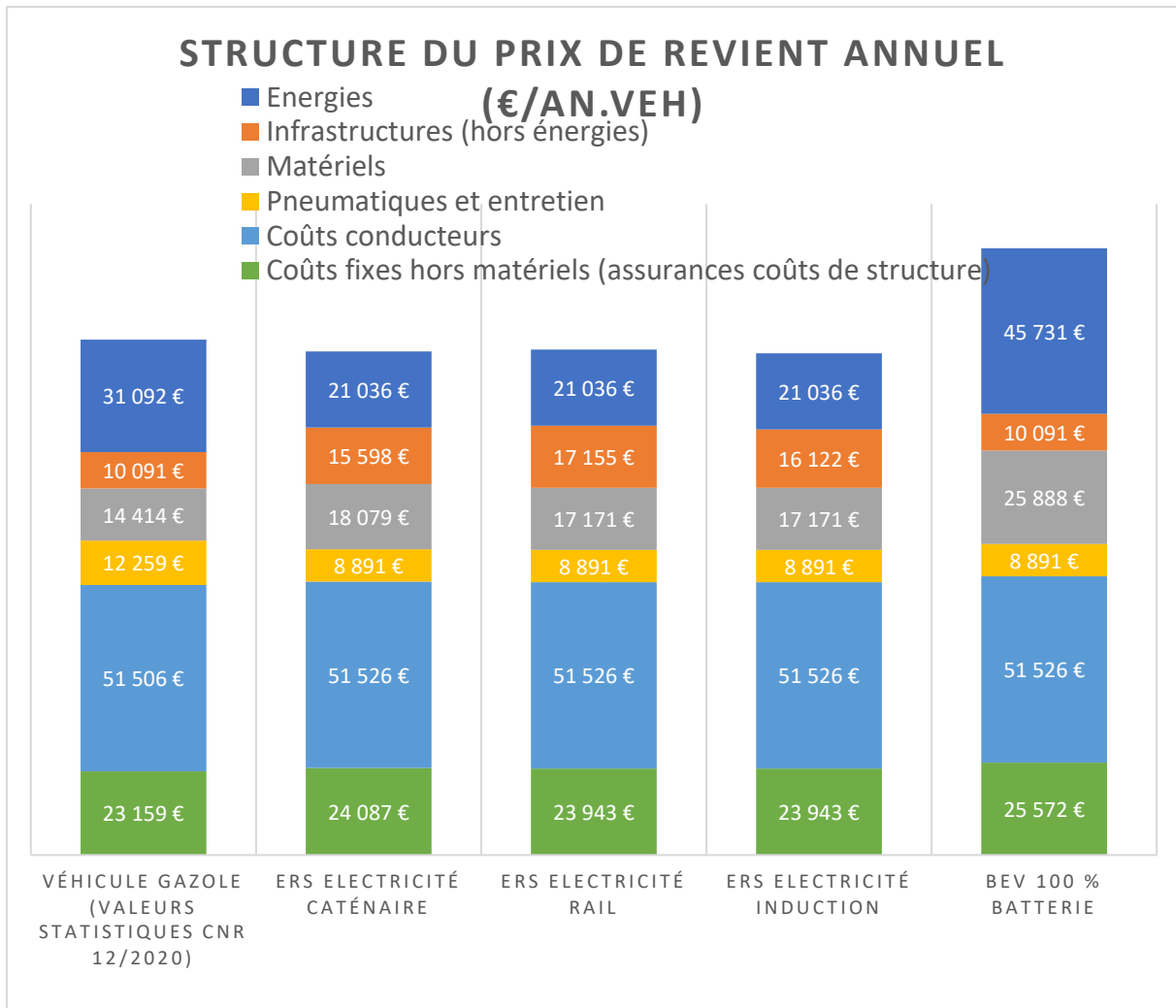
S2 – Réseau 2030 + 2035 :

Option 2 (la plus probable)



S3 - horizon 2035 et 2035 bis :

Option 2 (la plus probable)



Conclusion partielle : au final, même si le TCO d'un véhicule ERS (139 k€/an pour l'option 2) est légèrement inférieur à celui d'un véhicule diesel (142 k€/an), son prix de revient à la tonne kilométrique produite est d'environ 2% inférieure à celle d'un véhicule diesel du fait que la charge utile n'est pas affectée grâce à la directive de l'UE 2015-719 de l'UE. Ce n'est pas le cas d'un véhicule totalement sur batterie

Etude des sensibilités

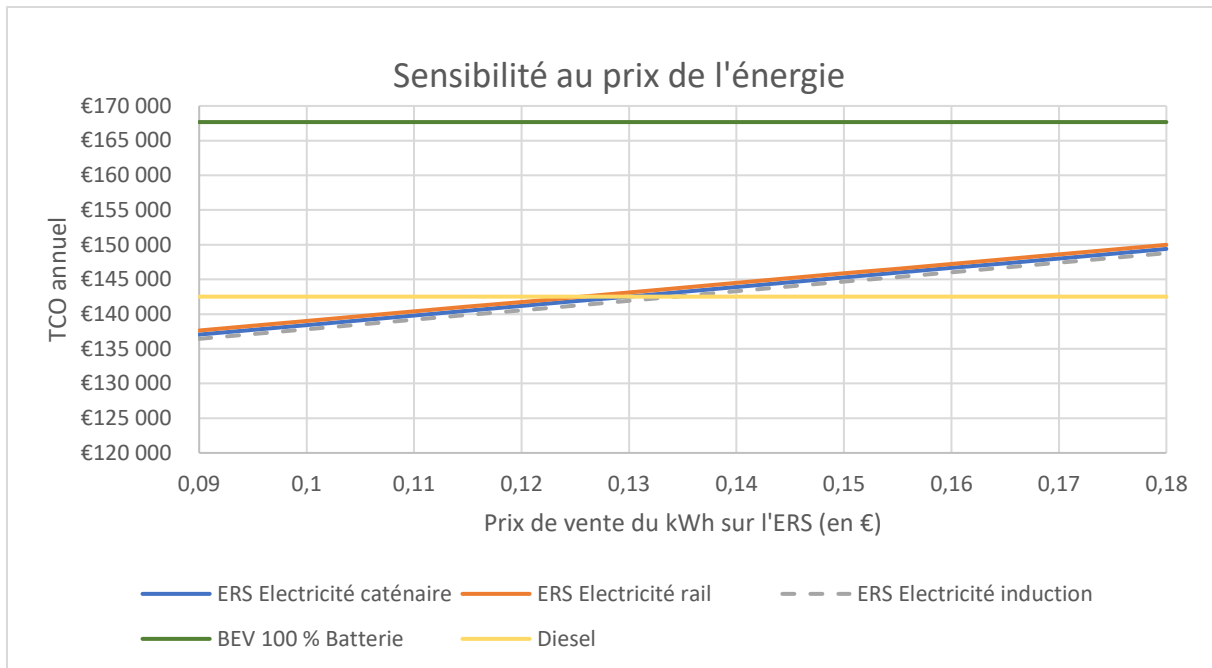
Sensibilité au coût de l'énergie

Parmi les leviers sur lesquels les pouvoirs publics peuvent avoir un poids décisif, se distingue le prix final de l'énergie électrique pour le transporteur. Le graphique ci-dessous présente de manière comparative les coûts de possession annuels, d'un véhicule moyen de 40 tonnes longue distance, selon qu'il fonctionne au diesel, en ERS caténaire, en ERS en alimentation par le sol, en ERS par induction, et avec des véhicules électriques à batteries longue distance de 1200 kWh (BEV).

Les diagrammes ci-dessous, examinent le cas le plus probable, c'est-à-dire sans investissement en station de recharge au dépôt.

S1 – horizon 2030

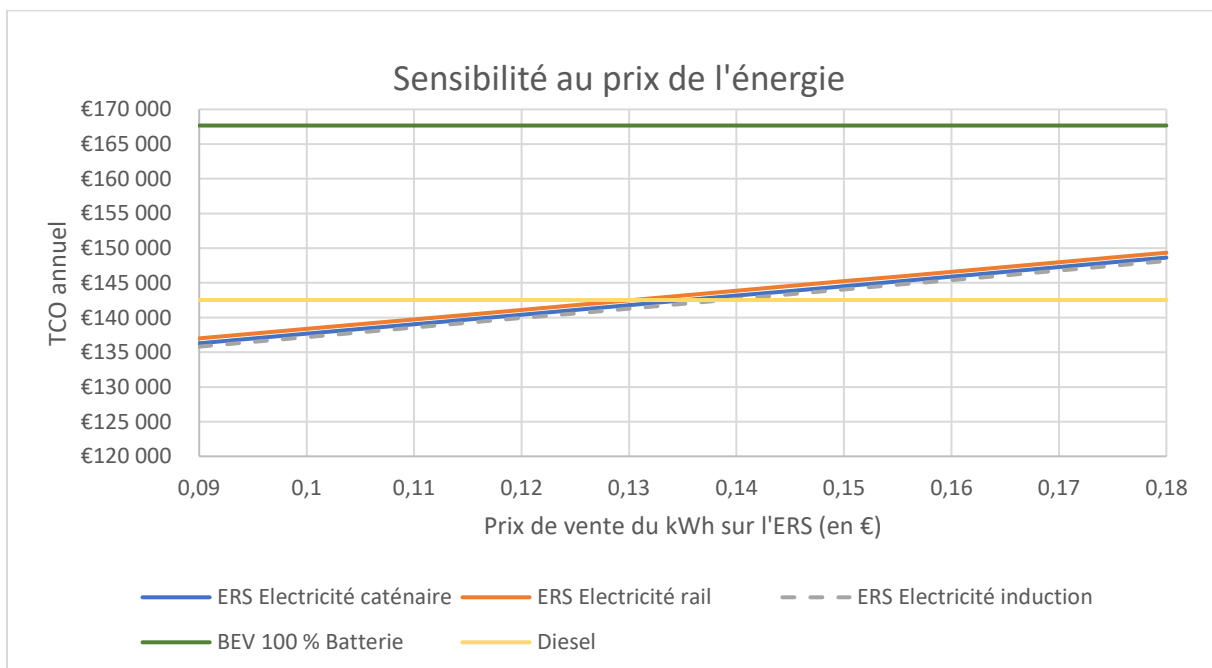
Réseau de 4837 km, 6,9 Mds PL.km/an, 60% de trafic capté par l'ERS, financement à 1% sur 25 ans.



Le point d'équilibre entre le diesel et chaque technologie se situe pour le prix de l'électricité à :
0,130 €/kWh pour la caténaire, 0,125 €/kWh pour le rail, et 0,134€/kWh pour l'induction.

S2 – Réseaux 2030 - 2035 :

Réseau de 9673 km, 11,2 Mds PL.km/an, 70% de trafic capté par l'ERS, financement à 1% sur 30 ans.

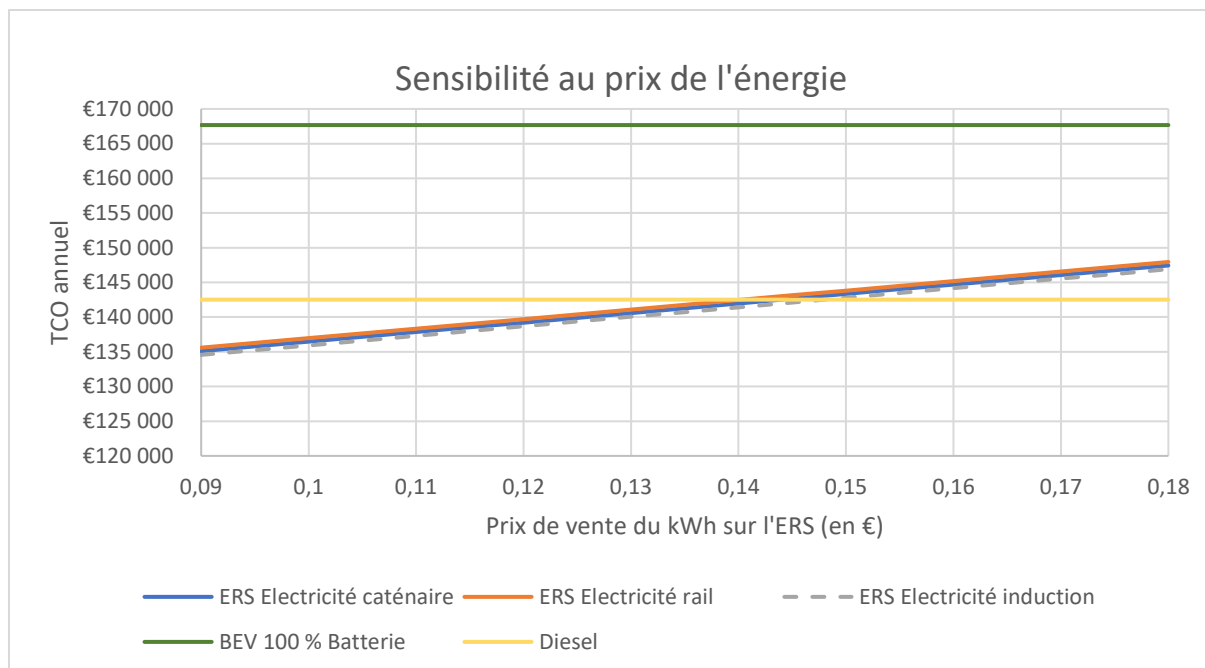


Le point d'équilibre entre le diesel et chaque technologie se situe pour le prix de l'électricité à :

0,135 €/kWh pour la caténaire, 0,130 €/kWh pour le rail, et 0,139€/kWh pour l'induction.

S3 – Réseaux 2030 - 2035 et 2035 bis :

Réseau de 14 962 km, 19 Mds PL.km/an, 80% de trafic capté par l'ERS, financement à 1% sur 40 ans.



Le point d'équilibre entre le diesel et chaque technologie se situe pour le prix de l'électricité à :

0,144 €/kWh pour la caténaire, 0,140 €/kWh pour le rail, et 0,148€/kWh pour l'induction.

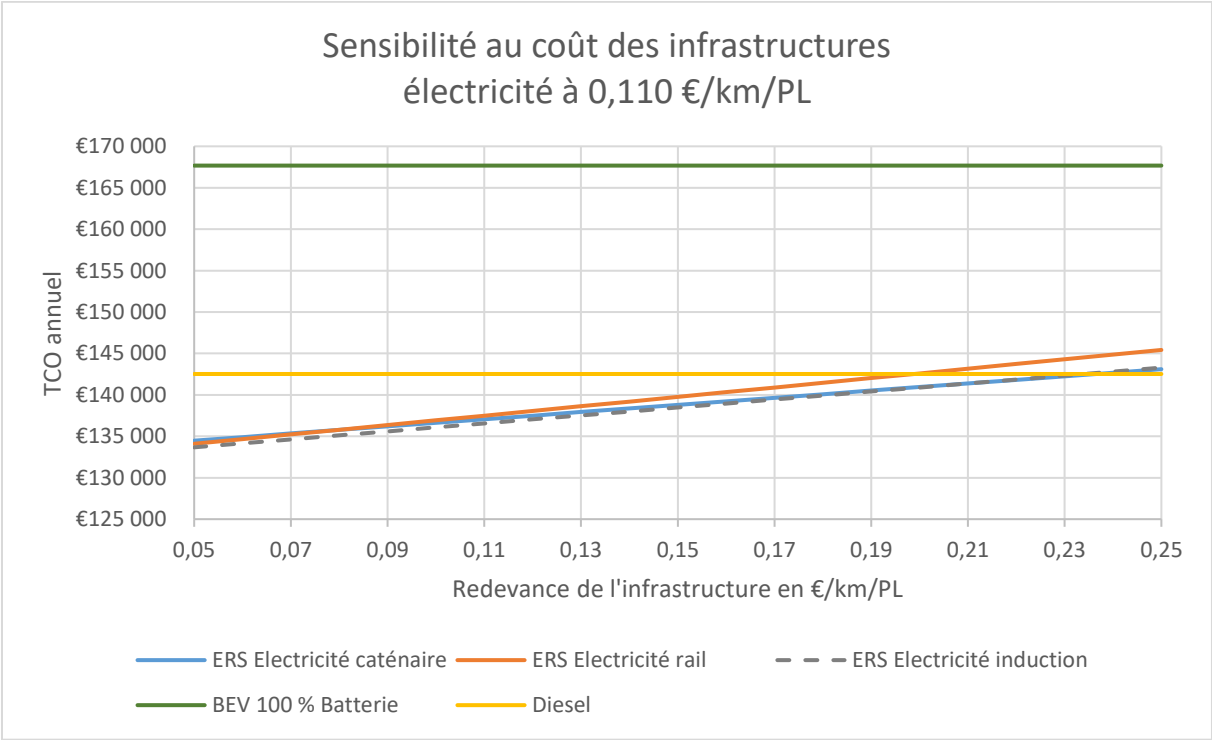
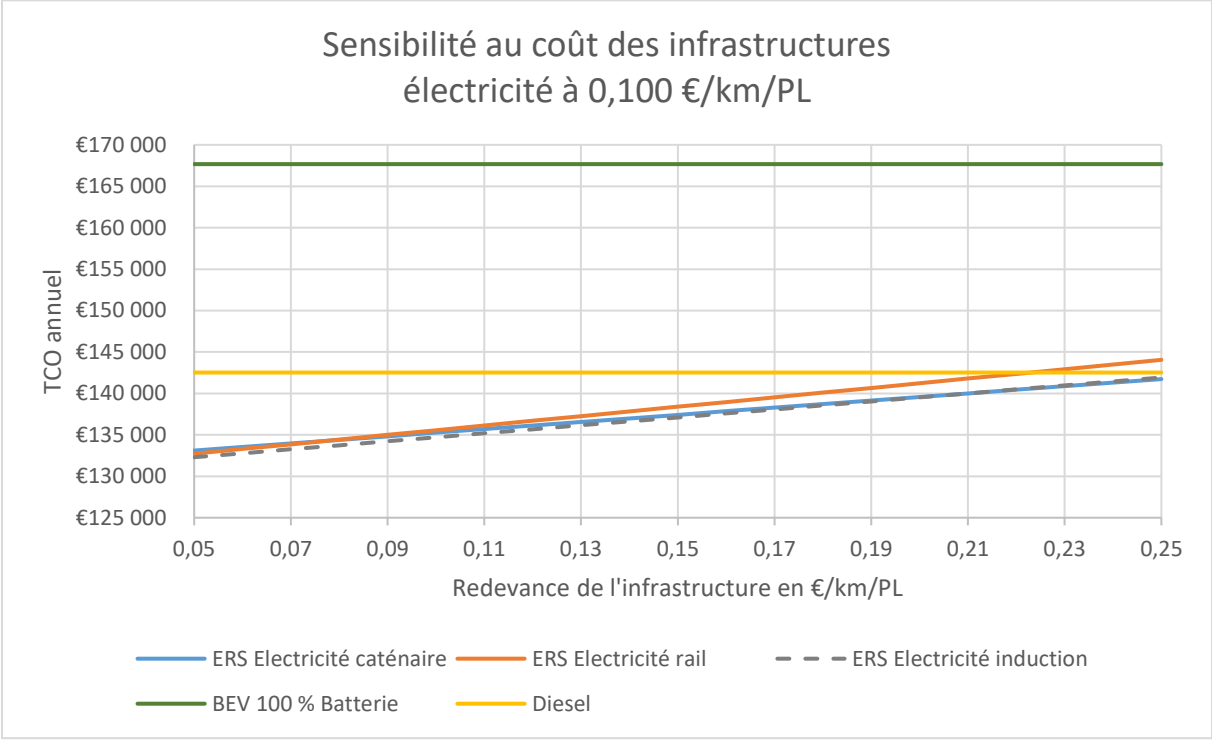
D'abord il apparaît que l'électrique à batterie (BEV) est 15% plus cher que le diesel, du fait essentiellement qu'en longue distance, un PL sera alimenté pour 70% de sa consommation aux bornes des stations-services, qui facturent un kWh à 0,30 € environ, ce montant étant appelé à croître. Compte tenu des marges très faibles du secteur (13%), ce supplément tarifaire par rapport au diesel est suffisant pour anéantir la rentabilité d'une activité de fret routier.

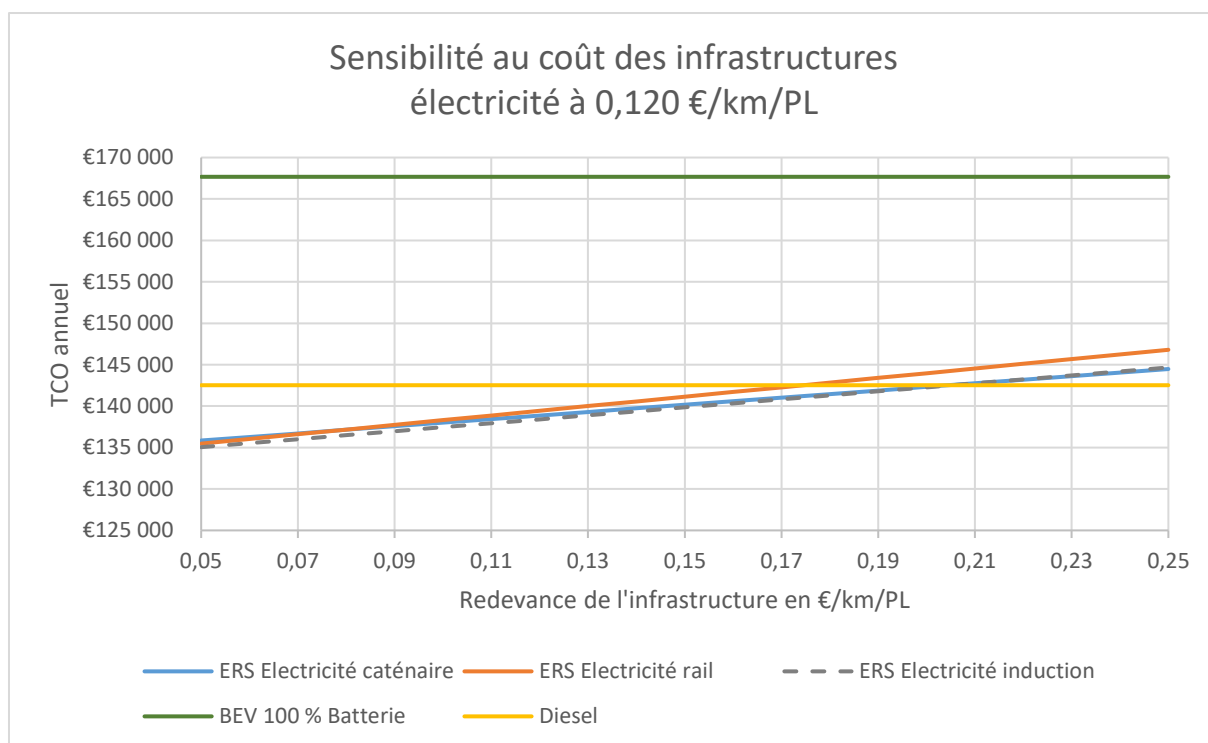
Le graphique ci-dessus, révèle que le seuil d'acceptabilité économique de l'ERS, s'obtient pour une énergie électrique disponible entre 0,125 et 0,15 €/kWh (en plus de la redevance infrastructure). Ce qui est possible compte tenu des prix de gros exposés plus haut. Les prix de gros final (taxe incluse) auquel pourraient s'approvisionner les opérateurs d'ERS sont de l'ordre de 0,068 €/kWh, permettant d'obtenir un tarif final pour le consommateur autour de 0,10 à 0,12 €/kWh, tout en laissant des marges très importantes à la fois pour l'opérateur d'ERS et l'administration fiscale.

Sensibilité au coût des infrastructures

Les graphiques ci-dessous, présentent de manière comparative le coût de possession (TCO) d'un PL de 40 tonnes pour les trajets longue distance, selon le montant de la redevance de l'infrastructure destinée à financer les travaux d'ERS : caténaire, rail au sol ou induction, ainsi que la distribution électrique moyenne tension amont, et de même que les travaux de raccordement en haute tension.

Le premier graphique présente le TCO annuel pour un tarif final de l'électricité au transporteur de 0,100 €/kWh, le second graphique pour un tarif final de 0,110 €/kWh et le troisième pour un tarif final de 0,120 €/kWh.





Les graphiques qui précèdent montrent qu'un tarif plus faible de l'électricité donne plus de souplesse sur les coûts d'infrastructures. Avec un coût de l'électricité de 0,110 €/kWh, la redevance sur l'infrastructure peut aller jusqu'à 0,19 €/km/PL tout en présentant un bilan final plus intéressant que le diesel.

Enfin, avec un coût de l'électricité de 0,120 €/kWh, l'infrastructure reste dans une marge de manœuvre plus faible allant jusqu'à 0,18 €/km/PL.

Il résulte des points qui précèdent, avec l'hypothèse de l'option 2 (pas de station de recharge au dépôt) qu'il existe un niveau de redevance pour l'infrastructure acceptable pouvant aller par exemple jusqu'à 0,18 €/PL/km à l'échelle de l'ensemble du réseau, compatible à la fois avec un tarif raisonnable de l'énergie (0,12 €/kWh) et un niveau de TCO par PL identique à ce qu'il est actuellement pour le diesel (142 521 €/an).

Tarif global et péréquation des coûts

Trois périmètres de réseau ont été définis (2030, 2035 et 2035 bis).

Réseau	Linéaire cumulé 1 sens (km)	Trafic cumulé sur deux sens Mds PL.km/an	Pu total MW	Invest. Cumulé 2 sens Mds €	Trafic capté	Redevance par PL/km max
2030	4 837	11,518	18 430	22,34	60%	0,211
2035	9 673	16,050	27 336	37,57	70%	0,196
2035 bis	14 962	23,746	41 304	61,675	80%	0,164

Tableau de synthèse de la fiche 1.1 coûts des infrastructures – annexe 1.

NB : la dernière colonne présente le montant maximum de redevance, pour la technologie la plus chère selon les évaluations conservatrices qui ont été faites, celle du rail au sol.

La redevance moyenne pour chaque PL serait au maximum (pour la technologie la plus chère), pour chaque réseau pris isolément de : 0,211 €/km/PL pour le réseau 2030, puis de 0,696 €/km/PL pour le réseau 2035 pris isolément, enfin de de 0,505 €/km/PL pour le réseau 2035 bis. Le coût plus élevé des périmètres 2035 et 2035bis, pris isolément (non sur le tableau), dû au moindre trafic sur ces réseaux, implique de fixer d'emblée un tarif global, qui permettra de financer l'ensemble du réseau, tout en fournissant aux transporteurs, un TCO par camion inférieur à celui pour le diesel.

En conclusion, une péréquation tarifaire à l'échelle du réseau final retenu, sera une mesure indispensable d'interopérabilité, qui permettra d'accroître l'attractivité de l'ERS par rapport aux solutions concurrentes, et de financer par voie de conséquence l'ensemble du réseau.

Fiche de synthèse n°2.2 : Coût d'adaptation à l'ERS d'un PL, d'un VUL, d'un VL et consommation de matière

Etablie par Marc Raynal, Cerema – Juillet 2021.

Préambule

Cette fiche a pour objet d'examiner les différentiels de coûts entre un poids lourd (PL) électrique à batterie sans ERS (BEV), un PL ERS, et un PL diesel classique.

Il existe toute une gamme de prix de PL, nous nous référons dans cette fiche aux statistiques du conseil national routier (CNR), qui établit les statistiques annuelles en matière de coût.

Poids lourd diesel

Selon les statistiques du CNR au 02/01/2021, le tracteur de 40 tonnes, en ensemble articulé, s'établit en moyenne à :

- Tracteur : 87 902 €, amorti sur 6,1 ans.
- Remorque : 27 898 €, amorti sur 11,3 ans.

Poids lourds ERS

Le PL électrique se distingue du PL diesel par ses éléments ajoutés et ses éléments enlevés :

Eléments ajoutés / diesel		Eléments enlevé/diesel	
Batteries 350 kWh	+35 000 €	réservoir	inclus
Moteur électrique	inclus	Moteur thermique	inclus
Captage d'énergie :			
- Patin et bras articulé pour Rail au sol	+3 000 €		
- Pantographe pour caténaire	+10 000€		
- Induction (boucle inductive)	+3 000 €		
Régulation de l'énergie	inclus	Chaine de traction	inclus

Le premier élément conservatif de l'évaluation est qu'un moteur thermique coûte beaucoup plus cher qu'un moteur électrique.

Ensuite le réservoir et la chaine de traction, avec notamment la boite de vitesse, n'ont pas été évalués spécifiquement. Il aurait fallu mener une enquête statistique dépassant le cadre de cette étude de faisabilité.

A cela s'ajoute les durées d'amortissement et les montants de reprise qui s'établissent à :

- 8 ans pour les équipements et batteries pour le VL électriques, contre 6,1 an pour les véhicules diesel
- La valeur résiduelle d'un tracteur qui s'établit statistiquement à 19,2% au terme de 6,1 ans pour un PL diesel, que l'on va fixer proportionnellement à 11,4 ans au bout de 8 ans pour un véhicule électrique.

Poids lourds batteries seules

Le PL électrique se distingue du PL diesel par ses éléments ajoutés et ses éléments enlevés :

Eléments ajoutés / diesel		Eléments enlevé/diesel	
Batteries 1200 kWh	+120 000 €	réservoir	inclus
Moteur électrique	inclus	Moteur thermique	inclus
Captage d'énergie :			
- Patin et bras articulé pour Rail au sol	Sans objet		
- Pantographe pour caténaire	Sans objet		
- Induction (boucle inductive)	Sans objet		
Régulation de l'énergie	inclus	Chaîne de traction	inclus

Synthèse pour les PL

Les estimations fournies ci-dessous souffrent de deux défauts :

- Elles sont simplement déclaratives de la part des fournisseurs de technologies
- Elles ne prennent pas en compte les économies d'échelle d'une production en grande série, qui pourraient réduire les coûts de fourniture de 20% à 30% sur les batteries et de 80% sur les équipements.

Technologie	ERS rail au sol	ERS caténaire	ERS induction	BEV
batterie	+35 000 €	+35 000 €	+35 000 €	+120 000 €
équipements	+3000 €	+10 000 €	+3000 €	0
Déductions / diesel	Zéro : on conserve des hypothèses conservatrice			

VUL batterie

D'après les statistiques du SDES, un VUL consomme en moyenne annuelle 8,7 litres de diesel ou d'essence au 100 km, ce qui fait en énergie électrique au km :

- $8,7 \text{ l}/100 \text{ km} * 10,74 \text{ kWh/l} * 39\%/90\% = 0,4 \text{ kWh/km}$

Une autonomie de 220 km, nécessite dans ces conditions une capacité de batterie de :

- $220 * 0,4 = 88$ kWh ce qui donne un surcoût de batteries d'environ 8800 € pour un VUL.
- Le kilométrage annuel d'un VUL s'établit à 14 678 km/an. Le coût du diesel pour un transporteur ressort à 1,01 €/litre (source CNR). Donc la facture annuelle en diesel d'un VUL ressort à 14 825 €/an. La durée d'amortissement de 88 kWh de batteries sera donc de :
- $8800/14\ 825 = 0,6$ an soit 7 mois par rapport à un VUL diesel.

Nul doute que le passage à l'électrique, dès que les batteries se seront stabilisées à leur coût de long terme, sera très profitable aux possesseurs de VUL.

Il est fait abstraction ici des autres éléments de réduction des coûts tels que l'écart entre un moteur électrique et un moteur diesel, l'absence d'une chaîne de transmission et de réservoir sur un véhicule électrique, qui réduiront encore le coût final d'un VUL.

A titre d'exemple, le Renault Master E-Tech¹ équipé d'une batterie de 33 kWh est vendu neuf à 55 k€, soit 24 k€ de plus que le modèle diesel à 31 k€, donnant un prix de revient actuel de la batterie de 24 k€ pour 33 kWh, soit 727 €/kWh, représentant environ 7 fois le prix escompté des batteries à l'horizon 2030, qu'on a pris de manière conservatrice au prix de 100 €/kWh.

VUL ERS

Le VUL ERS est semblable au VUL batterie, mais il contient en plus soit une boucle à induction, soit un patin frotteur pour se recharger en électricité.

Le coût de cet équipement, ressortira à moins de 1500 € en grande série, soit le prix d'une borne de recharge à domicile de 22 kW. Il donnera une grande souplesse en permettant de se recharger à prix compétitif loin de sa base.

Quantité de matière

Pour les VUL :

Selon les comptes des transports établis par le SDES, nous avons les statistiques suivantes :

- Kilométrage moyen d'un VUL : 14 678 km/an soit $14\ 678/227 = 64$ km/jour
- Kilométrage parcouru par l'ensemble des VUL en France : 87,6 milliards de km/an
- Parc moyen de VUL circulant : $87,6\ E9/14\ 678 = 5,97$ millions de VUL/an
- Taux de VUL électrique en 2030 (hypothèse) = 50%
- Capacité de batterie : 33 kWh, soit 120 km, compatible avec le kilométrage quotidien (64 km)
- Volume global de batterie pour ce parc à l'horizon 2030 : $5,97E6*50%*33$ kWh = 98,5 M kWh
- Quantité de nickel nécessaire à raison de 0,66 kg/kWh : $98,5\ E6*0,66 = 65\ 000$ tonnes de nickel pour 8 ans (durée d'amortissement), soit 8 126 tonnes de nickel par an en régime permanent.

¹ <https://professionnels.renault.fr/vehicules-utilitaires.html>

Pour les PL :

- Kilométrage moyen d'un PL : $113\,510 \text{ km/an}$ soit $14\,678/227 = 500 \text{ km/jour}$ (statistiques du CNR)
- Kilométrage parcouru du parc de PL considéré : 33 milliards de km/an (cf. rapport GT1 page 3)
- Parc moyen de PL circulant : $33 \text{ E9}/113\,510 = 290\,723 \text{ PL/an}$
- Taux de PL électrique en 2030 (hypothèse) = 50% (cf. rapport GT1 page 3)
- Capacité de batterie pour PL ERS : 350 kWh, soit 220 km, compatible avec la distance AR de tout point du territoire à l'ERS
- Volume global de batterie pour ce parc à l'horizon 2030 : $290723 * 50\% * 350 \text{ kWh} = 50,9 \text{ M kWh}$
- Quantité de nickel nécessaire à raison de 0,66 kg/kWh : $50,9 \text{ E6} * 0,66 = 33\,578 \text{ tonnes de nickel}$ pour 8 ans, soit 4 197 tonnes de nickel par an en régime permanent.

En synthèse, en cumulant les besoins de nickel pour les VUL et pour les PL longue distance pour la France, on arrive à une consommation annuelle de 12 323 tonnes de nickel par an.

NB : La Nouvelle Calédonie produisait 8 974 tonnes de nickel en 2019, ne couvrant pas le besoin pour la France à l'horizon 2030. Son indépendance possible à l'issue du scrutin de fin 2021, annulerait une sécurité d'approvisionnement dont la France dispose aujourd'hui à 72%.

Fiche de synthèse n°2.3 :

Hypothèses de consommation des véhicules aux horizons 2020, 2030, 2050

Etablie par Marc Raynal, Cerema – Juillet 2021.

Préambule

Les coûts de possession des véhicules selon les différentes technologies : diesel, ERS rail caténaire ou induction, véhicule à batterie, sont une composante majeure du niveau d'attractivité de chaque technologie. Au sein des coûts de possession, deux leviers se démarquent particulièrement : le coût des batteries, le coût de l'infrastructure et le coût de l'énergie.

Poids lourds diesel

On a d'abord considéré le transport de marchandise au moyen d'ensemble articulé de 40 tonnes, qui représente l'essentiel du transport longue distance visé par l'ERS.

D'après les statistiques du Comité National Routier (CNR) un ensemble articulé de 40 tonnes consomme en moyenne annuelle : 31,4 litres de diesel au 100 km, donc essentiellement en longue distance. Par ailleurs, les statistiques du service des données et études statistiques¹ (SDES) donne 32,59 litres de diesel au 100 km tous trajets confondus en moyenne nationale. On va partir sur le chiffre de 31,4 l/100 qui correspond au sujet de notre étude, c'est-à-dire le TRM longue distance.

Consommation PL diesel en litres/100 km	2020	2025	2040
Longue distance	31,4	30	30*

* La fin du diesel ne va pas inciter les constructeurs à faire de la R&D pour réduire la consommation.

Poids lourds électriques

Les hypothèses de base retenues par les différents groupes de travail sont les suivantes :

A partir de la consommation de diesel, sachant qu'en longue distance à 90 km/h l'électrique récupère peu d'énergie de freinage, on va établir la consommation d'électricité correspondante pour le même type de poids lourd en version électrique :

- Consommation électrique = $0,314 \text{ l/km} * 10,74 \text{ kWh/l} * 39\% \text{ (rendement diesel)}/90\% \text{ (rendement électrique)} = 146 \text{ kWh/km}$: c'est ce chiffre qui sera retenu pour les calculs de TCO.
- On suppose de plus que l'industrie des véhicules électriques va accomplir des progrès aux différents horizons 2030 et 2050. Ce qui va nous donner au final les consommations suivantes en longue distance :

¹ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/qui-sommes-nous>

Consommation PL électrique en kWh/km	2025	2030	2040
En longue distance	1,46	1,30	1,20
En zone urbaine soit 35% e réduction	0,95	0,85	0,78

Données d'entrée pour le GT1 – « Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS »

Fiche thématique 2.3 bis : Chiffrage des économies d'énergie réalisées grâce à la recharge de la batterie au freinage

Date : avril 2021

Auteur : Pierre CHANIOT

Contrairement à un véhicule diesel, un véhicule électrique a la possibilité de récupérer une partie de son énergie cinétique au freinage en rechargeant sa batterie. Ce document a pour but de présenter une modélisation simple de ce phénomène afin de donner un ordre de grandeur des économies d'énergie permises.

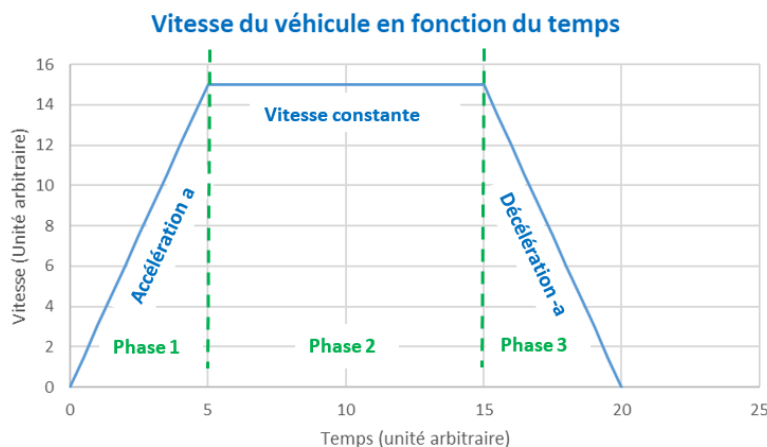
Dans un premier temps, nous donnerons les grands principes de la modélisation retenue. Dans un deuxième temps, nous donnerons les ordres de grandeur des économies d'énergie permises en ville, sur les routes intermédiaires et sur autoroutes.

I) Modélisation de la récupération d'énergie au freinage

On s'intéresse à un véhicule qui démarre à vitesse nulle et finit sa course à vitesse nulle. Entre ces deux instants, 3 phases se déroulent :

- Une phase d'accélération constante: le véhicule consomme de l'énergie pour atteindre sa vitesse de croisière, il dissipe de l'énergie par frottements au sol et dans l'air.
- Une phase de vitesse constante : le véhicule consomme uniquement de l'énergie pour maintenir sa vitesse constante : il dissipe l'énergie nécessaire pour s'opposer aux frottements de l'air et du sol.
- Une phase de décélération : le véhicule freine en rechargeant sa batterie. Il dissipe de l'énergie par frottements au sol et dans l'air.

Les 3 phases du mouvement sont résumées dans le graphique suivant :



On considère un rendement du moteur électrique de 90% et un rendement de la recharge de 80%.

La force résistive de l'air est calculée ainsi :

$$F_{air} = \frac{1}{2} \rho C_x S V^2$$

ρ est la masse volumique de l'air, C_x est le coefficient de traînée du véhicule, V sa vitesse et S sa surface exposée au vent.

La force résistive du sol est calculée ainsi :

$$F_{sol} = C_f m g d$$

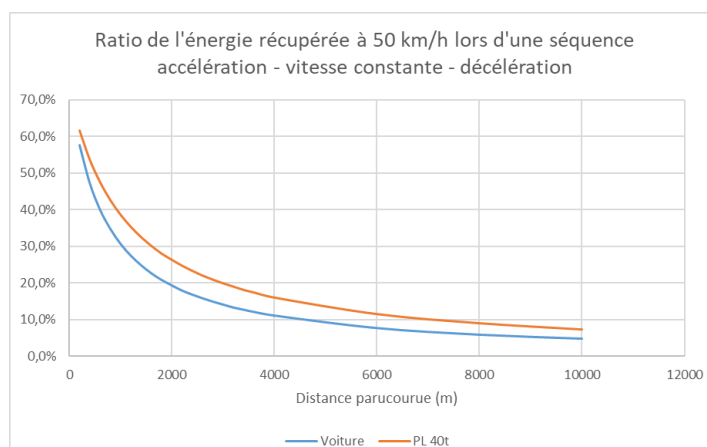
C_f est le coefficient de résistance au roulement, m est la masse du véhicule, g l'accélération de la pesanteur et d la distance parcourue.

Les hypothèses pour un véhicule léger et un poids lourd de 40 tonnes sont résumées ci-dessous (pour cet exemple, on a considéré un trajet en ville de 300 m) :

Masse de la voiture	1000 kg	Masse du PL	40000 kg
Vitesse maximale atteinte	50 km/h	Vitesse maximale atteinte	50 km/h
Vitesse maximale atteinte	13,9 m/s	Vitesse maximale atteinte	13,9 m/s
Accélération	3 m/s ²	Accélération	1 m/s ²
Décélération	-3 m/s ²	Décélération	-1 m/s ²
Distance parcourue	300 m	Distance parcourue	300 m
Coefficient de résistance au roulement	0,006	Coefficient de résistance au roulement	0,006
Cx	0,35	Cx	0,85
Masse volumique de l'air	1,2 kg/m ³	Masse volumique de l'air	1,2 kg/m ³
Maître couple	1,74 m ²	Maître couple	9,5 m ²
Rendement du moteur électrique	90%	Rendement du moteur électrique	90%
Rendement de la recharge du moteur	80%	Rendement de la recharge du moteur	80%

II) Ordres de grandeur des économies d'énergie par type de voirie

En faisant tourner le modèle présenté brièvement ci-dessus, on peut obtenir le ratio d'énergie récupéré en fonction de la distance parcourue en ville à 50 km/h :



On peut retenir de ce graphe qu'en milieu urbain dense, un véhicule récupère entre 30% et 50% de l'énergie qu'il aurait dépensée sans système de recharge de la batterie au freinage.

En milieu peu dense, une récupération d'énergie de l'ordre de 10% à 20% est envisageable (la courbe ne change pas fondamentalement d'allure pour une vitesse maximale de 70 km/h). Sur autoroute, pour un trafic fluide, la quantité d'énergie récupérée est négligeable (quelques pourcents).

Performances et ACV des batteries 2025, 2030, 2040, 2050
(coût, capacité, vitesse de recharge et durabilité)

Établie par Patrick Péлата, v2 le 4 Juill. 2021

Cette fiche a été revue et enrichie par MM. F.Perdu (CEA), B.Sahut (Stellantis), R.Bastien (Renault) et Mme V.Murin (EdF).

Document non public établi dans le cadre des groupes de travail de la DGITM sur l'ERS

Résumé :

Les performances des batteries continuent d'évoluer rapidement. Une évolution majeure, le passage d'un électrolyte liquide à solide et la transformation de l'anode, conduiront à des performances encore augmentées. La solution « solid state » complète (il y aura des solutions solid state hybrides auparavant (Cf. communication d'ACC) pourrait n'être disponible qu'entre 2030 et 2035.

La suite, 2040 et 2050 est très difficile à définir tant les recherches sur des chimies voire des biochimies nouvelles ou bien des substrats abondent.

Performances

Les performances des batteries « solid state » sont mise entre parenthèses pour indiquer l'incertitude qui doit leur être appliquées.

	Aujourd'hui		Visible 2025		2030	
	NMC 6.2.2 & 7.1.2	LFP	NMC 8.1.1 ou 85/10/5	LFP	NMC évolution	Solid State anode Li métal
Densité massique cellule (Wh/kg)	265	170	300	200	350	(450)
Densité massique pack (Wh utiles/kg)	160	140	200	180	220	(380)
Vitesse de recharge (pour 80% de la capacité)	30-40 min		30 min			(20 min)
Durabilité charge lente (Nb de cycles 1C/1C avec capacité résiduelle > 75%)	2,000	≈ 4,000	2,000	≈ 4,000	2,000	2,000
Coût du pack (\$/ kWh)	150 \$	< 150\$	100\$	60-70\$	80\$	(>100\$)

Sources :

- Publications de fabricants de batterie (CATL)

- Prof. P.Simon Laboratoire CIRIMAT, Université Paul Sabatier, Toulouse. Présentation à l'Académie des Technologies et entretien Juin 2021

- « État de l'art et perspectives des batteries de voitures électriques » 03-2020, ENS-Paris Saclay

Analyse du Cycle de vie des batteries

Il y a de nombreuses sources. Les plus récentes et les plus détaillées ont été prises en compte ici. Le « IVL Swedish Environmental Research Institute » et le laboratoire spécialisé sur les batteries de l'Argonne National Laboratory (USA) convergent vers les mêmes résultats comme on peut le constater dans le tableau de synthèse ci-dessous :

Table 10. Total GWPs comparison between value range obtained from calculations in this report with data from Dai et al. (see Section 4.4) and other sources.

Source of data	This report, see Section 4.4	Argonne National Laboratory (Dai, et al., 2019)	Argonne National Laboratory (Kelly, et al., 2019)	PEFCR (recalculated) (RECHARGE, 2018)
Total production and materials GWP [kg CO ₂ -eq/kWh battery capacity]	61-106	73	65 (European supply chain), 100 (Chinese supply chain)	77

Source: **Lithium-Ion Vehicle Battery Production**, Status 2019 on Energy Use, CO₂ Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling , Erik Emilsson, Lisbeth Dahllöf, IVL Swedish Environmental Research Institute with Swedish Energy Agency Nov. 2019

Dans ce rapport de recherche, il est précisé qu'une chimie NMC 8.1.1 réduirait de 14% l'empreinte CO₂eq des batteries par rapport à ce qui est pris en référence dans l'étude. De même, le recyclage, ici par pyrométallurgie compte pour 12% des émissions en Europe. Or à l'horizon 2030 nous serons en NMC 8.1.1 ou mieux et le recyclage aura basculé sur l'hydrométallurgie, bien plus décarbonée. On peut donc en déduire une empreinte CO₂eq comprise entre 61 et 73 moins 14% et moins, par hypothèse, la moitié des 12% du recyclage, soit entre **50 et 60 kgCO₂eq/kWh de capacité batterie**.

Une autre source, Laurent Torcheux, Sénior Fellow groupe EDF, a présenté à l'Académie des Technologies l'empreinte CO₂ des batteries actuelles et potentielles (si électrodes et cellules étaient fabriquées Europe et si les matériaux préliminaires étaient produits avec de l'électricité décarbonée. Il arrive alors, avec l'outil Simapro, à respectivement 83 et 30 kgCO₂eq/kWh. Ceci indiquerait **une cible à terme (2040 ?) à 30 kgCO₂eq/kWh**. L'étude suédoise mentionne une cible possible à 40. Plusieurs acteurs dont Tesla travaillent dans cette direction.

MM Perdu, Bastien et Sahut considèrent avec leurs données propres confidentielles que les batteries actuelles sourcées en Asie sont plus proches de 100 kgCO₂eq / kWh de capacité, ce qui est cohérent avec les données de l'étude citée ci-dessus. La cible, pour une fabrication en Europe pourrait être, selon les mêmes données de 50 kgCO₂eq / kWh.

Au final nous retiendrons donc ici une hypothèse conservatrice pour le cycle de vie avec fabrication en Europe :

Pour 2030 : 70 kgCO ₂ eq / kWh Pour 2040 : 50 kgCO ₂ eq / kWh
--

Empreinte CO₂eq sur le cycle de vie d'un PL 40 tonnes Diesel versus électrique à batterie

Hypothèses :

(a) soit un camion batterie + ERS ayant une autonomie de 250km et une consommation moyenne de 1.40kWh/km, en prenant une empreinte CO₂eq des batteries (fabriquées en Europe) entre 70 kg/kWh et 50 en 2040, la batterie de 350 kWh utiles (380 réels) de ce camion aurait une empreinte de 27 tCO₂eq et potentiellement 19 t en 2030. Avec les durabilités actuelles (2000 cycles en pleine charge), cette batterie pourrait faire au moins 500,000 km et, en comptant 30% / 50% de roulage alimenté par l'ERS, respectivement 700,000 et 1,000,000 km assez proche donc de la durée de vie du camion, avec une autonomie potentiellement réduite à 200 km en fin de vie.

(b) soit un camion à batterie de 1 200 kWh utiles (1300 réels) et une consommation moyenne de 1.40kWh/km. Son autonomie est de de 860 km (700 km en fin de vie). Avec les mêmes hypothèses l'empreinte carbone de sa batterie est 91 tCO₂eq et potentiellement 65 t en 2030.

L'empreinte carbone sur le cycle de vie de l'ERS n'est pas connue ici. En attendant mieux, l'hypothèse prise dans le calcul ci-dessous est de 10t par Mkm de camion.

L'empreinte carbone en cycle de vie du camion électrique par rapport à celle du camion diesel deviendrait alors :

tCO ₂ eq pour un camion ¹ avec ..	batterie de 350 kWh et ERS ²	batterie de 1 200 kWh	...moteur diesel
Empreinte électricité seule ³ (gCO ₂ eq/kWh)	800,000 km 1.40kWh/km (1.3 en 2030, 1.2 en 2040) (tCO ₂ eq)	800,000 km 1.40kWh/km (1.3 en 2030, 1.2 en 2040) (tCO ₂ eq)	800,000 km 33l/100km (puis 30 en 2030) (tCO ₂ eq)
France 2025	50	96	858 ⁴ 780
Europe 2025 ⁵	187	277	
Europe 2030 ⁶	132	184	
Europe 2030 (EC) ⁷	100	145	
Europe 2040 ⁸	80	113	

On voit donc qu'à mesure que l'électricité va se décarboner en Europe, la différence deviendra considérable. Elle est déjà considérable en France, de l'ordre d'un facteur 10. Elle serait en Europe d'un facteur 4 en 2030, et mieux encore si l'électricité se décarbonne plus vite avec le « New Green Deal » européen.

¹ L'empreinte CO₂ de la fabrication du camion, dans les deux cas, n'est pas considérée. **On considère aussi que la batterie n'est plus utilisée en fin de vie du camion, ce qui est conservateur.**

² Supposé utilisé à 50% du kilométrage / consommation

³ En prenant ensuite dans le calcul des pertes liées à la distribution de l'électricité et à la recharge des batteries soit **un rendement de 85%**

⁴ Y compris les émissions amont du diesel : 21.0% de la combustion soit au total 3.25Kg CO₂eq /litre de gasoil. Source : ADEME « Facteurs d'émissions amont et combustion des principaux combustibles fossiles liquides pour la France »

⁵ « Stated Policies scenario » de l'Agence Internationale de l'Énergie. Le « New Green Deal » de l'Europe est plus ambitieux.

⁶ Idem avec une batterie à 50kg CO₂eq/kWh et une consommation réduite à 1.3kWh/km

⁷ Empreinte de l'électricité objectif pessimiste de la CE, avec une batterie à 50kg CO₂eq/kWh et une consommation réduite à 1.2kWh/km

⁸ Idem avec une batterie à 50kg CO₂eq/kWh et une consommation réduite à 1.2kWh/km

2040 et 2050

Pour 2040 et 2050, Patrice SIMON, consulté pense qu'il est difficile de faire des pronostics au-delà de la réalisation d'une chimie solid-state, d'un coût encore moins élevé et d'une surveillance très fine des cellules permettant une meilleure durabilité des batteries.

Un coût de 80 puis 70 \$/kWh semble une hypothèse très conservatrice.

Données d'entrée pour le GT1 – « Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS »

Fiche thématique 3.1 : Place du biogaz dans la décarbonation des transports

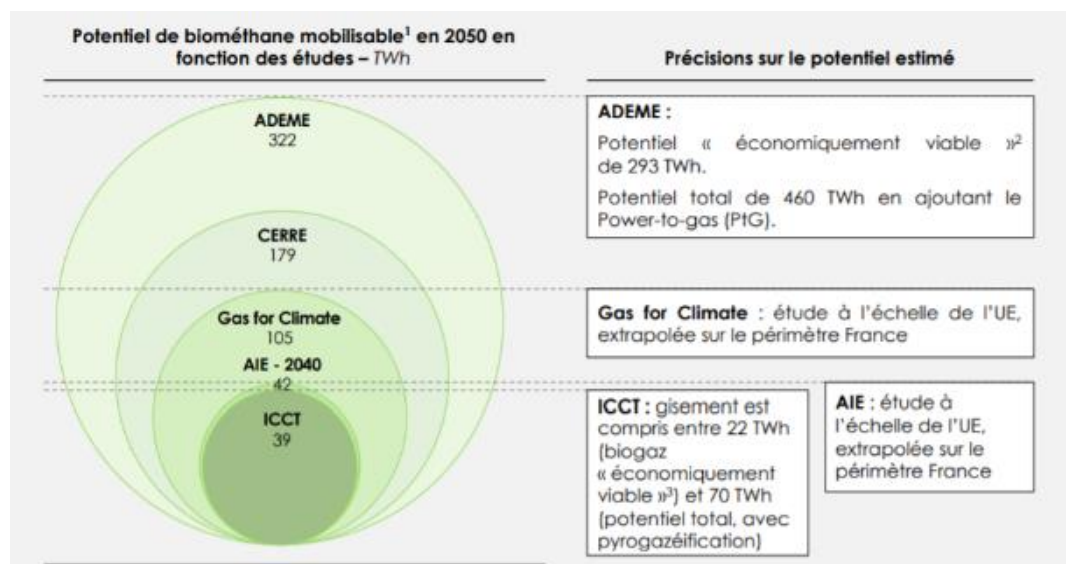
Date : juin 2021

Auteur : Pierre CHANIOT

Dans cette fiche, nous chercherons à présenter des données de cadrage sur les ressources en biométhane, la place que peut prendre le bioGNV dans la décarbonation des transports et l'ACV du bioGNV. Nous discuterons également des fuites possibles et de leur impact sur l'ACV.

I) Ressources disponibles

La France a produit approximativement 2 TWh de biogaz en 2019. Carbone 4 a recensé les estimations de différentes organisations concernant le potentiel de biométhane mobilisable en 2050. Celles-ci évoluent entre 39 TWh (ICCT) et 322 TWh (Ademe). L'usage du biométhane se partage entre différentes applications, dont les transports et le secteur résidentiel. **La SNBC compte sur un potentiel de 40 TWh pour le transport routier en 2050, ce qui représente 70% de la consommation énergétique du parc de PL et 55% de la consommation de l'ensemble PL, VUL, bus et autocars.** L'électrification des VUL et des bus ayant déjà débuté, on peut s'attendre à un moindre recours au gaz sur ces segments.

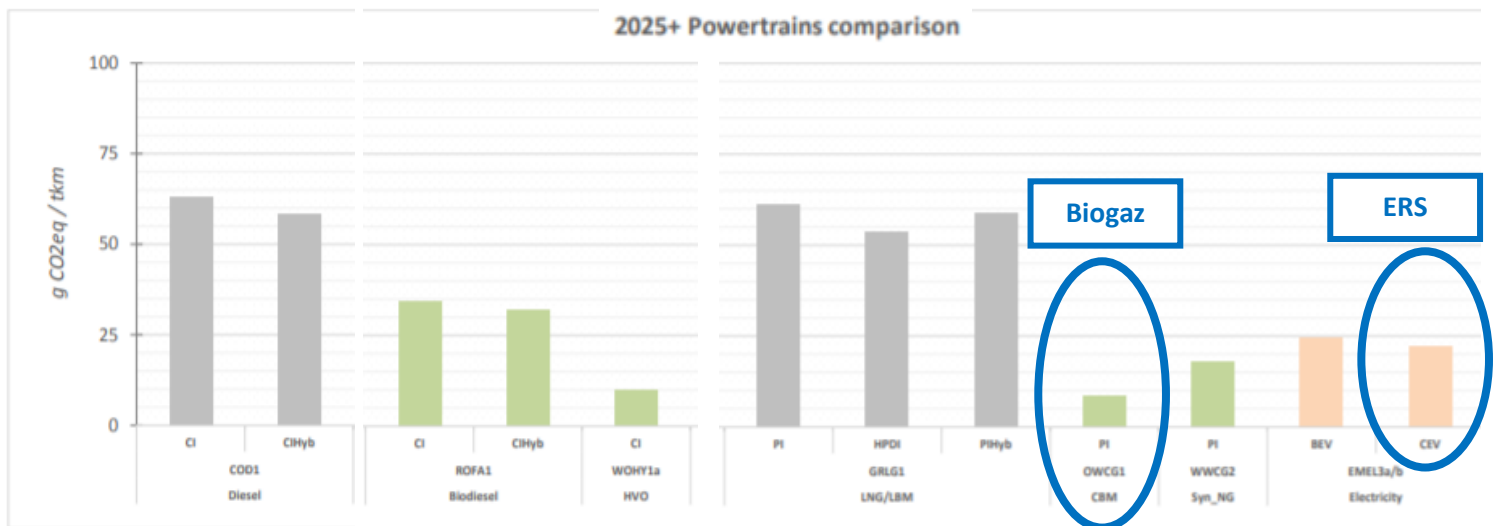


Potentiel de biométhane mobilisable en 2050 en fonction des études (Carbone 4, 2020)

Notons que ces projections énergétiques doivent être mises en regard du parc roulant et non statique. Ainsi, l'allocation de l'intégralité du bioGNV aux seuls tracteurs routiers (parmi les PL les plus énergivores) conduirait à l'immatriculation de 130 000 PL au bioGNV, ce qui ne représente que 12% des PL aujourd'hui en circulation (Carbone 4, 2020).

II) ACV et approche quantitative des fuites

II.1) ACV du biométhane dans la littérature



Selon le consortium JEC, l'analyse « well to wheel » du biométhane permet de placer celui-ci en tête des solutions de décarbonation du transport routier. Son cycle complet de production et de transport n'émettrait selon le consortium que **8g de CO2eq / tkm** en 2025. Ce résultat le place devant les HVO (biocarburants à base d'huile hydro-oxygénées, 10 g CO2/tkm) et devant un mix 75% ERS – 25% véhicules à batteries (22 g CO2/tkm) (JEC, 2020).

L'Ademe retient de son côté la valeur de **44,1g de CO2eq / kWh PCI** (Ademe, 2021a). Cherchons à comparer la valeur du JEC et celle de l'Ademe. D'après le Comité National Routier, un ensemble articulé longue distance dispose d'une masse utile de 28,4 tonnes, parcourt 86,5% de ses trajets en charge et est chargé en moyenne à 88,2% lors de ses trajets en charge (CNR, 2020). Un ensemble articulé longue distance transporte donc en moyenne 21,7 tonnes. Le sous-groupe « Modèle

économique des transporteurs » a retenu une valeur de 143 kWh / 100 km pour un ensemble articulé longue distance électrique. En considérant un rendement de 90% pour le moteur électrique et de 40% pour un moteur de tracteur roulant au bioGNV, le chiffre de l'Ademe correspond donc à une ACV de **6,5 g de CO₂eq /tkm**.

Nous retiendrons en fin de compte la valeur de **8g CO₂eq / tkm**.

NB : Au-delà des différences méthodologiques, il n'est pas étonnant que la valeur trouvée à partir du raisonnement sur le chargement d'un ensemble articulé longue distance soit inférieure. En effet, ces importants véhicules optimisent l'ACV par rapport à des véhicules associés à une masse utile plus faible.

Par comparaison, l'Ademe retient une ACV de 330 g CO₂eq/kWh PCI pour le diesel (Ademe, 2021b) soit une ACV de 50,2 g CO₂ eq /tkm avec un raisonnement similaire pour un ensemble articulé longue distance. Le JEC retient une ACV globale de 63 g CO₂eq /tkm.

II.2) Impact sur l'ACV de 1% de fuites de biométhane

Considérons désormais le cas des fuites de biométhane. Cherchons tout d'abord à évaluer l'effet de 1% de fuites de méthane sur l'ACV retenue.

Pour évaluer les bénéfices du passage d'une flotte de camions du diesel au GNV, l'OTRE conseille de considérer que la consommation d'un litre de gazole sera équivalente à la consommation d'un kg de bioGNV (OTRE, 2018). Ainsi, en se référant aux valeurs du CNR, 1% de fuites de méthane sur l'ensemble de son cycle du puits à la roue revient à considérer une fuite de 314g de ce gaz aux 100 km. Le méthane étant un gaz qui disparaît rapidement de l'atmosphère, on retient son PRG à 20 ans : 84 (MTE, 2018).

1% de fuites de méthane sur l'ensemble du cycle du puits à la roue revient donc à des émissions équivalentes de CO₂ de 26,4kg pour 100 km parcourus par un ensemble articulé. Ceci correspond à un impact sur l'ACV égal à **12g CO₂eq / tkm**.

Ainsi, 3,5% de fuites de méthane suffisent à annuler le bénéfice du bioGNV par rapport au diesel (4,6% si l'on s'en réfère au chiffre du JEC).

II.3) Origine des fuites

On peut relever 5 grands mécanismes pour les fuites de biométhane :

- Les fuites liées structurellement au mode de production : le biogaz est un mélange gazeux constitué principalement de méthane et de dioxyde de carbone. Quel que soit le mode de séparation des gaz, cette séparation est toujours imparfaite et une petite quantité de méthane est inévitablement renvoyée à l'atmosphère avec le flux de CO₂.
- Les fuites par étanchéité, réparties sur toute la chaîne de transfert du gaz.
- Les fuites lors du stockage, générées par l'évacuation du boil-off qui fait monter en pression les réservoirs.
- Les fuites liées à la sécurité lors de la production : si une installation produit trop de gaz, du méthane peut être envoyé à l'atmosphère pour baisser la pression. Ces fuites peuvent être éliminées par l'usage d'une torchère mais cela coûte cher et toutes les installations n'en sont pas pourvues.
- Les fuites lors de la combustion du gaz dans le moteur du véhicule : schématiquement, si le mélange brûle trop riche, une partie du méthane imbrûlé est relâchée dans l'atmosphère ; mais si le mélange brûle trop pauvre, la température élevée et la disponibilité de l'oxygène ont tendance à former des NO_x problématiques en zones urbaines.

II.4) Quantification des fuites

Le projet Trackyleaks mis en œuvre par l'Ademe a mesuré des fuites résiduelles de l'ordre de 0,3% sur le site de méthanisation étudié. A ces fuites relativement faibles s'ajoutent les fuites de méthane envoyées à l'atmosphère dès lors que la production de gaz est trop importante par rapport au dimensionnement de l'installation. **En tout, les fuites mesurées par l'Ademe représentent 5% de la production de biométhane du site étudié.** Cette valeur semble relativement usuelle. Par ailleurs, les 4 scénarios de méthanisation étudiés par l'Ademe dans ce projet conduisent à des fuites comprises entre 0,3% et 23% (Ademe, 2018).

Si l'ACV du bioGNV a l'air très performante, il semble nécessaire d'approfondir le sujet des fuites qui peut ruiner les bénéfices associés au biogaz.

Sources

(Carbone 4, 2020) Carbone 4. (2020, novembre). *TRANSPORT ROUTIER : QUELLES MOTORISATIONS ALTERNATIVES POUR LE CLIMAT ?*

<https://www.carbone4.com/>. <http://www.carbone4.com/publication-transport-routier-motorisation-alternatives/>

(JEC, 2020) Consortium JEC. (2020). *JEC Well-To-Wheels report v5*.

<https://ec.europa.eu/jrc/en/jec>.

<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC121213>

(CNR, 2020) : Comité National Routier. (2020, février). *RÉFÉRENTIEL PRIX DE REVIENT LONGUE DISTANCE EA LONGUE DISTANCE ENSEMBLE ARTICULÉ*.

<https://www.cnr.fr/>. <https://www.cnr.fr/prix-revient/3>

(Ademe, 2021a) Ademe. (2021). *Le biométhane*. <https://www.bilans-ges.ademe.fr/>.

https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?gaz2.htm

(Ademe, 2021b) Ademe. (2021). *Base carbone Ademe*. <https://www.bilans-ges.ademe.fr/>.

<https://www.bilans-ges.ademe.fr/docutheque/docs/%5BBase%20Carbone%5D%20Documentation%20générale%20v11.pdf>

<https://www.bilans-ges.ademe.fr/docutheque/docs/%5BBase%20Carbone%5D%20Documentation%20générale%20v11.pdf>

(OTRE, 2018) OTRE. (2018). *Gaz naturel véhicule - le carburant pour un transport routier durable*. <https://www.otre.org/>.

<https://www.otre.org/wp-content/uploads/2018/11/Gaz-naturel-v%C3%A9hicule-GNV-le-carburant-pour-un-transport-routier-durable.pdf>

(MTE, 2018) Ministère de la transition écologique et solidaire. (2018, novembre). *Chiffres clés du climat - édition 2019*. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/>.

<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2019-05/datalab-46-chiffres-cles-du-climat-edition-2019-novembre2018.pdf>

<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2019-05/datalab-46-chiffres-cles-du-climat-edition-2019-novembre2018.pdf>

(Ademe, 2018) Ademe. (2018, 15 février). *TRACKYLEAKS - Développement d'une méthode d'identification et de quantification des émissions fugitives de biogaz – Application aux installations de méthanisation*. <https://www.ademe.fr/>.

<https://www.ademe.fr/>.

<https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/trackyleaks-identification-emissions-biogaz-201802-rapport-final.pdf>

Données d'entrée pour le GT1 – « Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS »

Fiche thématique 3.2 : Place du biodiesel dans la décarbonation des transports

Date : juin 2021

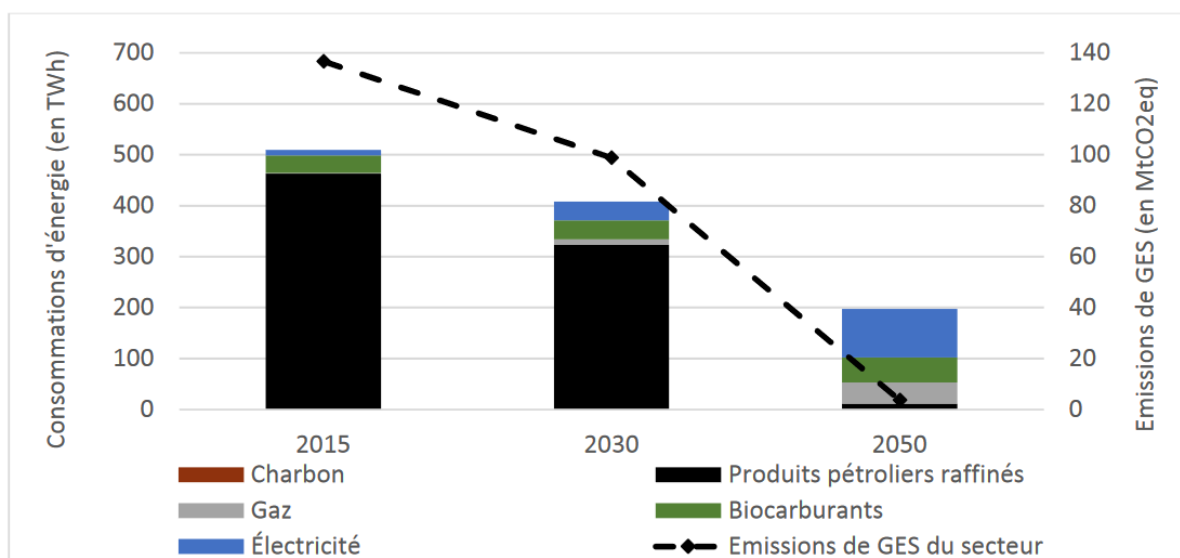
Auteur : Pierre CHANIOT

Dans cette fiche, nous chercherons à présenter des données de cadrage sur le potentiel de décarbonation du biodiesel et la place que celui-ci peut prendre dans la décarbonation des transports.

I) Définition, état des lieux et ressources prévues en 2050

Il existe actuellement deux types principaux de biodiesel en France : le B7 et le B10 qui peuvent contenir respectivement jusqu'à 7% et 10% de biocarburant de type EMAG (Esters méthyliques d'acides gras : biocarburants produit à partir d'huiles végétales ou animales) (DGCRF, 2018). Dans la stratégie nationale bas carbone, ce taux d'incorporation est appelé s'élever à 12% en 2030 puis à 100% en 2050 (MTE, 2020). Ceci supposera à terme une modification des moteurs thermiques.

Consommation d'énergie et émissions de GES des transports en 2015, 2030 et 2050



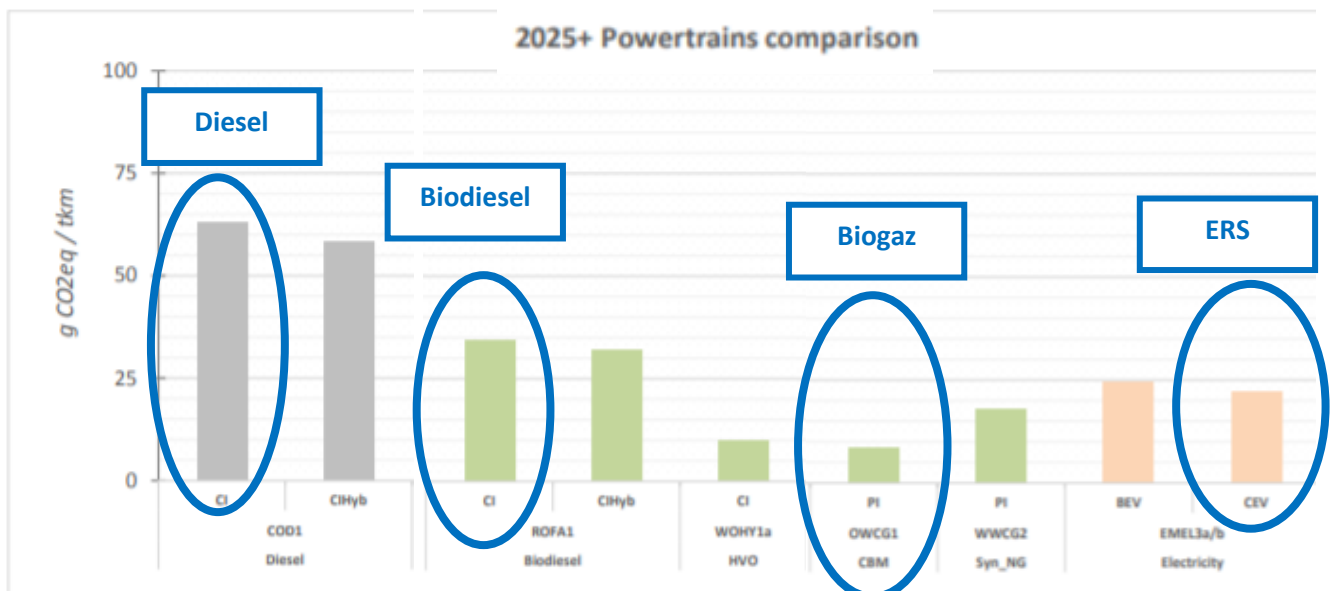
Hypothèses retenues au 1^{er} janvier 2020 par la Stratégie Nationale Bas Carbone (MTE, 2020)

En 2019, 7,3% de l'énergie contenue dans le diesel en France venait de biocarburants (MTE, 2021). Cela représente 2,796 MTep en 2017 soit 32,4 TWh (Statista, 2019).

En ce qui concerne l'essence, d'après les données du SDES pour l'année 2017 et la teneur moyenne en biocarburants de l'essence lors de l'année 2015 (7,3%), 7,3 TWh ont été issus des biocarburants en 2017.

Au total, en 2017, la France a donc consommé 39,7 TWh de biocarburants. La SNBC compte de son côté sur 50 TWh issus de biocarburants pour 2050 (MTE, 2020).

II) ACV et première approche du changement d'affectation des sols



Selon le consortium JEC, l'analyse « well to wheel » du biodiesel correspond à une valeur de **35g CO2/tkm**. Ce résultat le place derrière les HVO (biocarburants à base d'huile hydro-oxygénées, 10 g CO2/tkm), derrière le bioGNV (8g CO2/tkm) et derrière un mix 75% ERS – 25% véhicules à batteries (22 g CO2/tkm) (JEC, 2020). L'ACV de l'ERS est évaluée par le JEC avec un mix électrique européen. Ce résultat peut être un peu amélioré dans le cas d'une hybridation avec un moteur électrique. L'ACV conduit alors à la valeur de **32g CO2/tkm**. Un camion roulant au diesel pur correspond selon le JEC à une ACV de **63g CO2/tkm** (JEC, 2020).

De son côté, Carbone 4 retient un écart relatif bien plus faible entre le diesel et le biodiesel (Carbone 4, 2020):

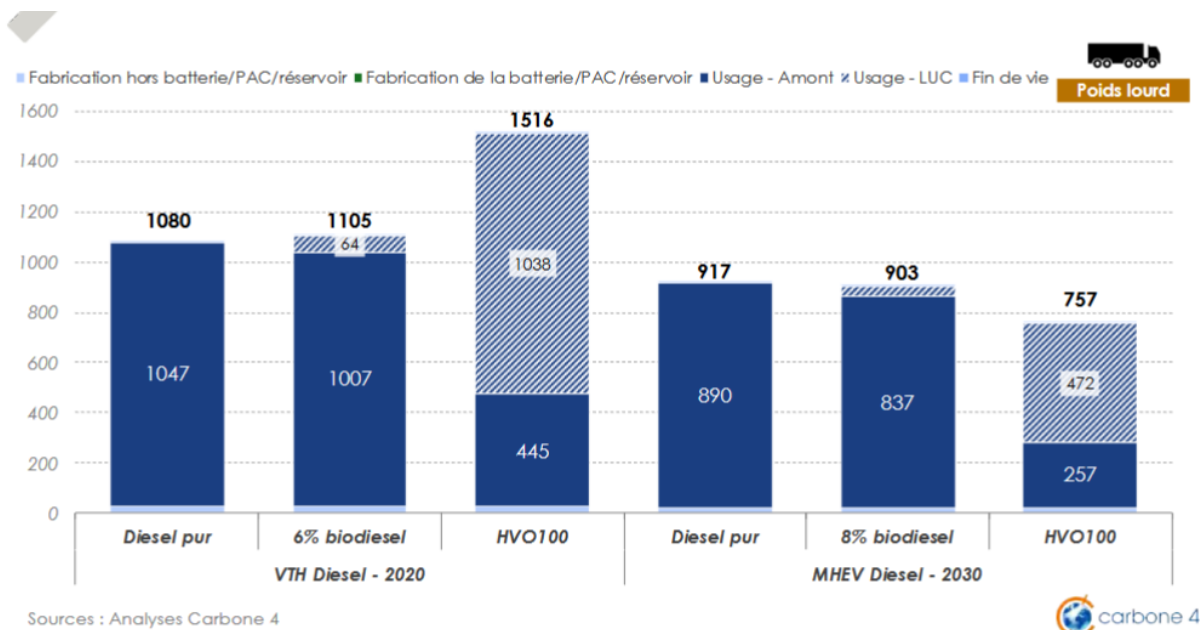


Figure 17 – Comparaison de l’empreinte carbone moyenne sur la durée de vie d’un poids lourd vendu en 2020 et 2030 | gCO₂e/km

Cherchons à comparer la valeur du JEC avec celles de Carbone 4. D’après le Comité National Routier, un ensemble articulé longue distance dispose d’une masse utile de 28,4 tonnes, parcourt 86,5% de ses trajets en charge et est chargé en moyenne à 88,2% lors de ses trajets en charge (CNR, 2020). Un ensemble articulé longue distance transporte donc en moyenne 21,7 tonnes. Carbone 4 considère donc que l’ACV d’un camion roulant en 2030 au diesel pur sera de **42g CO₂ /tkm**. Celle d’un camion roulant au biodiesel sera de **41,6g CO₂/tkm** soit une différence relative de **1,5%**.

NB : Au-delà des différences méthodologiques, il n’est pas étonnant que la valeur trouvée à partir du raisonnement sur le chargement d’un ensemble articulé longue distance soit inférieure. En effet, ces importants véhicules optimisent l’ACV par rapport à des véhicules associés à une masse utile plus faible.

Pourquoi existe-t-il une telle différence entre les valeurs de Carbone 4 et celles du JEC ? **La différence tient aux incertitudes associées au changement**

d'affectation des sols. "Pour le comprendre, intéressons-nous aux valeurs retenues par l'Ademe. L'Ademe ne se risque pas à donner une ACV complète et fixe uniquement des valeurs pour une ACV partielle sans compter le changement d'usage des sols (Ademe, 2020) :

	Facteur d'émission en kgCO ₂ /GJ PCI
Biodiesel, filière colza, sans CAS	37,3
Biodiesel, filière tournesol, sans CAS	25,1
Biodiesel, filière soja, sans CAS	22,1
Biodiesel, filière palme, sans CAS	21,8
Biodiesel, filière EMHAU, sans CAS	8,7
Biodiesel, filière EMGA, sans CAS	8,4
Biodiesel, filière HVP, sans CAS	31,8

Avec le même raisonnement que celui utilisé pour comparer les valeurs du JEC et de Carbone 4 on obtient le tableau de correspondances suivant :

	Facteur d'émission en kg CO ₂ /GJ CAS PCI	Facteur d'émission en gCO ₂ /tkm
Biodiesel filière colza, sans CAS	37,3	8,8
Biodiesel filière tournesol, sans CAS	25,1	6,0
Biodiesel filière soja, sans CAS	22,1	5,2
Biodiesel filière palme, sans CAS	21,8	5,2
Biodiesel filière EMHAU, sans CAS	8,7	2,1
Biodiesel filière EMGA, sans CAS	8,4	2,0
Biodiesel filière HVP, sans CAS	31,8	7,5

Sans prendre en compte le changement d'affectation des sols, l'ACV partielle du biodiesel conduit donc à une sous-estimation du bilan carbone d'un facteur de l'ordre de 3,6 à 21 ! L'Ademe illustre elle-même cette variation en s'intéressant aux biocarburants capables de se substituer à l'essence. L'Ademe compare pour l'éthanol et l'EMHV un scénario maximum) et un scénario optimiste en ce qui concerne l'impact du changement d'affectation des sols. Dans le scénario maximal, 1ha de forêt équatoriale humide est remplacé par un hectare de palmier à huile. Au contraire, le scénario optimiste imagine le remplacement par le coproduit alimentaire du biocarburant (tourteaux de colza, drèches de blé...) d'importations de produits destinés à l'alimentation animale qui auraient entraîné la déforestation de surfaces

supplémentaires (Ademe, 2020). Les résultats sont dans le tableau ci-dessous et confirment ce que nous avons décrit plus haut :

Amont	Facteur d'émission par MJ		Facteur d'émission par kWh		Facteur d'émission par Tonne		Facteur d'émission par Kg	
	CAS maximum.	CAS optimiste	CAS maximum	CAS optimiste	CAS maximum.	CAS optimiste	CAS maximum.	CAS optimiste
Ethanol	220 gCO2e	37 gCO2e	825 gCO2e	128 gCO2e	6105 kgCO2e	935 kgCO2e	6105 gCO2e	935 gCO2e
EMHV	220 gCO2e	18 gCO2e	788 gCO2e	55 gCO2e	8122 kgCO2e	550 kgCO2e	8122 gCO2e	550 gCO2e

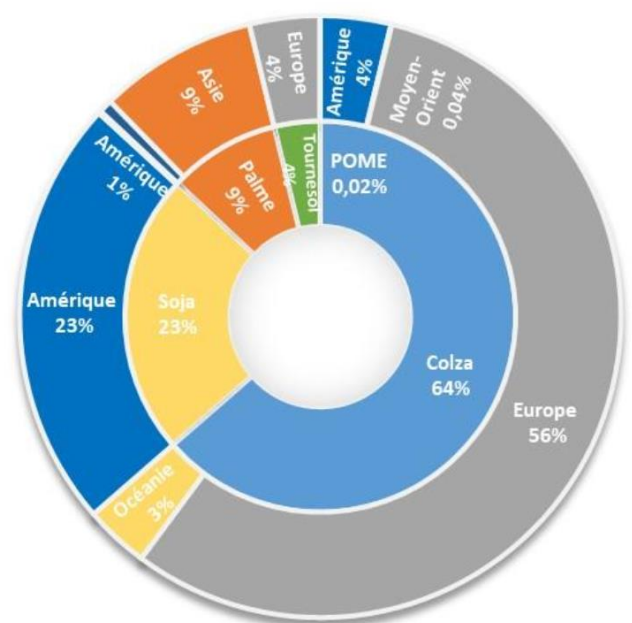
Illustration de la sensibilité des facteurs d'émissions des biocarburants à la problématique du changement d'affectation des sols

Les valeurs trouvées peuvent être éloignées d'un facteur 14,8 ! L'Ademe insiste pour que de ces valeurs ne soient pas utilisées pour calculer d'autres ACV que celles de l'éthanol et du EMHV.

Retenons en fin de compte que le caractère vertueux ou non des biocarburants et en particulier du biodiesel dépend énormément de la source organique dont il est issu. Cette dépendance explique la difficulté à donner une ACV consolidée et unanime.

Concluons enfin en donnant l'origine actuelle des esters méthyliques d'huile végétale (EMHV) (MTE, 2021) :

En termes d'impact carbone, **ce mix devrait a priori s'améliorer** car la pression politique s'accroît pour exclure l'huile de palme et l'huile de soja des produits susceptibles de produire du biocarburant (Actu environnement, 2020).



Sources

(Carbone 4, 2020) Carbone 4. (2020, novembre). *TRANSPORT ROUTIER : QUELLES MOTORISATIONS ALTERNATIVES POUR LE CLIMAT ?*

<https://www.carbone4.com/>. <http://www.carbone4.com/publication-transport-routier-motorisation-alternatives/>

(JEC, 2020) Consortium JEC. (2020). *JEC Well-To-Wheels report v5*. <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec>.
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC121213>

(CNR, 2020) : Comité National Routier. (2020, février). *RÉFÉRENTIEL PRIX DE REVIENT LONGUE DISTANCE EA LONGUE DISTANCE ENSEMBLE ARTICULÉ*.
<https://www.cnr.fr/>. <https://www.cnr.fr/prix-revient/3>

(DGCRF, 2018) Direction générale de la concurrence, de la répression et des fraudes. (2018, 9 octobre). *Carburants : un nouvel étiquetage européen à la pompe*. <https://www.economie.gouv.fr>.
<https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/carburants-nouvel-etiquetage-europeen-a-pompe>

(MTE, 2020) Ministère de la transition écologique et solidaire. (2020, 1 janvier). *Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat*. <https://www.ecologie.gouv.fr>.
<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Synth%C3%A8se%20sc%C3%A9nario%20de%20r%C3%A9f%C3%A9rence%20SNBC-PPE.pdf>

(MTE, 2021) Ministère de la transition écologique et solidaire. (2021, 12 avril). *Biocarburants*.
<https://www.ecologie.gouv.fr>. <https://www.ecologie.gouv.fr/biocarburants>

(Statista, 2019) Statista. (2019, mai). *Consommation primaire de biodiesel dans les transports en France de 2006 à 2017*. <https://fr.statista.com>.
<https://fr.statista.com/statistiques/504617/consommation-biodiesel-transports-france/>

(Ademe, 2020) Ademe. (2020). *Documentation Ademe*. <https://www.ademe.fr>. https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?liquides2.htm

(Actu environnement, 2020) Actu environnement. (2020, octobre). *Biocarburants : les députés excluent l'huile de soja et les résidus d'huile de palme*. <https://www.actu-environnement.com>.
<https://www.actu-environnement.com/ae/news/biocarburants-avantage-fiscal-huile-soja-palme-residus-pfad-fin-plf-loi-finances-36325.php4>

Électricité : besoins, coût et empreinte CO₂eq sur son cycle de vie en France et en Europe 2025, 2030, 2040, 2050

Établie par Patrick Péлата, v0 le 21 Juillet 2021

Cette fiche a été revue et enrichie par MM. Les remarques non intégrées sont en fin de fiche.

Document non public établi dans le cadre des groupes de travail de la DGITM sur l'ERS

Résumé

Le besoin d'électricité pour l'ERS devrait s'établir, à terme, **24 et 28 TWh** y compris aux heures de pointe

Le coût d'approvisionnement pour les opérateurs de l'ERS, aux prix actuels, serait de **≈ 50€ / MWh** auxquels pourrait s'ajouter une taxe de petits consommateurs (pour les camions) de **22€ / MWh** [Sujet à creuser et peut-être décision politique] et devrait s'ajouter l'amortissement des investissements pilotés par RTE pour approvisionner les tronçons d'autoroutes en lignes à haute tension.

L'empreinte ACV de l'électricité peut être prise...

- pour **2030 entre 100 et 137 g CO₂eq / kWh** (la première valeur correspondant à l'objectif pessimiste de la Commission Européenne avant déploiement du « New Green Deal plan », la seconde au calcul de l'AIE dans son « Stated Policies Scenario », le plus conservateur.

- pour **2040 à 80 g CO₂eq / kWh** (AIE idem)

La consommation énergétique des PL et VUL en France

Tout d'abord, quelques ordres de grandeur :

La consommation énergétique de l'ensemble du trafic routier en France en 2019¹ s'est établie à :

Essence, diesel :	38,644 ktoe	
Gaz Naturel :	163 ktoe	
Biofuels :	3,178 ktoe	
Électricité :	28 ktoe	
Total :	42, 012 ktoe	soit 488.6 TWh (en convertissant 1Mtoe = 11.63 TWh)

En appliquant un rendement de 35% en moyenne y compris roulage urbain etc.. aux moteurs thermiques et 85% au transport-distribution-recharge batterie ou ERS et en supposant que l'ensemble du trafic routier passait à l'électrique toutes choses étant égales par ailleurs, **le trafic routier aurait besoin de ≈ 200 TWh² de production électrique supplémentaire.**

La production électrique totale de la France était de 570 TWh en 2019³.

La répartition des émissions CO₂ par mode en France en 2019⁴ est la suivante :

Poids lourds yc bus et cars :	23.9%	et donc ≈ 48 TWh ⁵	en tout électrique
Véhicules utilitaires légers :	20.3%	≈ 40 TWh	
Voitures particulières :	54.5%	≈ 110 TWh	

Poids lourds et VUL auraient donc besoin de ≈ 90 TWh en cas d'électrification à 100% et toutes choses étant égales par ailleurs, soit 44.2% de 200 TWh.

Selon nos simulations, la part des t.km des PL et km des VUL utilisant l'ERS est de, respectivement : 50% et 18%, ce qui conduit à un besoin d'électricité (en production) de 24 TWh par les PL et 4 GWh pour les VUL soit 28 TWh avec rail et 24 TWh avec caténaire. Cette consommation impactera les capacités de production

¹ Energy Balance sheets. Eurostats 2020.

² (42.012-0.028) x 11.63 x 0.35 / 0.85 = 201

³ Eurostats idem.

⁴ Les émissions de gaz à effet de serre du transport. Fiches thématiques, MTES m^aj Mai 2021

⁵ en supposant des rendements différentiels ICE / VE identiques

d'électricité puisqu'elle se produit aussi pendant les pointes de la journée et de l'hiver. La consommation par les voitures, si la solution rail était choisie se ferait en priorité pendant les week-ends.

Coûts France et Europe

Les opérateurs d'ERS gèreront des tronçons assez longs pour être de très gros consommateurs. Le coût de l'électricité est alors significativement plus faible en moyenne. Mais ceci dépend aussi de la régularité de la consommation et d'autres conditions et devra donc être affiné avec RTE.

On notera des différences très significatives entre pays qui pourraient conduire à des attitudes différentes face à l'ERS. La France, la Belgique et la Suède ont un prix bas alors que les prix sont 60 à 75% plus élevés en l'Allemagne, Italie ou Pologne. Les Pays-Bas et l'Espagne se situent à mi-chemin. L'électricité est beaucoup plus chère au Royaume-Uni.

Coût hors TVA (et autres taxes et prélèvements récupérables) **en fonction de la consommation au S2-2019 :**

Coût (€/MWh)	Consommation/an 20 GWh à 70 GWh	Consommation/an 70 GWh à 150 GWh	Consommation/an > 150 GWh	Consommation 50 GWh
UE à 27	86.5	75.2	66.8	
Belgique	80.7	65.2	45.4	
Allemagne	109.3	92.5	76.8	
Espagne	80.5	70.9	61.2	
France	65.0	57.8	48.8	
Italie	115.7	94.9	81.3	
Pays-Bas	59.9	55.9	58.5	
Pologne	74.7	66.6	85.5	
Suède	50.6	47.7	41.1	
Royaume-Uni	137.5	129.7	134.3	

Source : Eurostat « Prix de l'électricité pour client non résidentiel - données semestrielles »
[NRG_PC_205__custom_1091488]

Une question additionnelle devra être résolue : quel sera le statut, du point de vue des taxes, de l'électricité distribuée par les opérateurs de l'ERS aux camions ? Faudra-t-il appliquer la taxe dite CSPE (22.5 €/MWh) que ne paient pas les industriels gros consommateurs ?

Empreinte CO₂eq de l'électricité en France et Europe

L'empreinte CO₂eq de l'électricité se décompose en

- émissions directes (données faciles d'accès publiées par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie))
- l'extraction & transport des combustibles
- les pertes

Pour la France continentale, l'ADEME les a publiées la dernière fois pour l'année 2014...

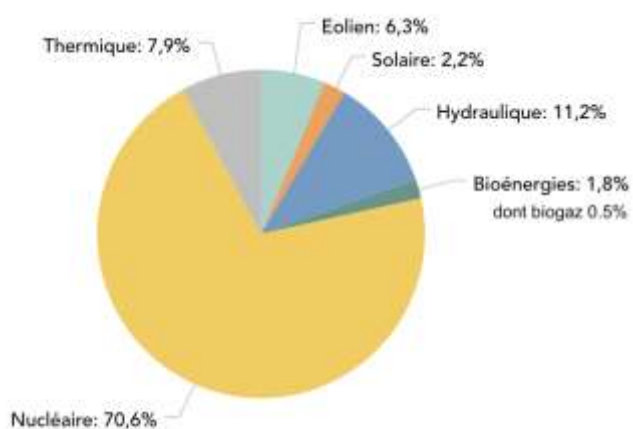
- émissions directes 52.2 g/kWh
- amont (combustibles) 12.6 g/kWh
- pertes (transport et distribution) 7.3 g/kWh soit un total de 72 g CO₂eq/kWh

Les pertes, bien sûr, ne changeront pas beaucoup. L'amont, cependant, est censé diminuer avec la montée de l'éolien (surtout) et du solaire.

L'ADEME publie ainsi un bilan carbone actuel sur le cycle de vie pour

- Éolien terrestre : taux d'émission de 14,1 gCO_{2eq}/kWh
- Éolien en mer : taux d'émission de 15,6 gCO_{2eq}/kWh
- Panneaux photovoltaïques : La majorité des panneaux installés en France provenant d'usine de fabrication en Chine, la valeur par défaut est 43,9 gCO_{2eq}/kWh
 (...) pour un mix électrique européen 32,3 gCO_{2eq}/kWh
 et pour un mix électrique français : 25,2 gCO_{2eq}/kWh
- et pour les moyens dits conventionnels (amont et combustion), très en ligne avec les chiffres du GIEC :

Centrale nucléaire	Centrale à gaz	Centrale à Charbon	Centrale fioul-vapeur
6	418	1058	730



Production électrique en France par source (2019)

L'Agence Européenne de l'Environnement publie les émissions de la production d'électricité. Mais le contenu de ces émissions (cycle de vie complet ou partiel) n'est pas clair pour ce qui concerne les biocarburants et les panneaux solaires utilisés dans la production d'électricité.

En 2019 :

France :	52 g CO _{2eq} /kWh
Europe des 27 :	255 g CO_{2eq}/kWh
Allemagne :	350 g
Pologne :	751 g

L'objectif pour 2030 est de 75 à 97g CO_{2eq}/kWh (selon les arbitrages à venir de la CE et du Parlement).

Pour rester sur des données prudentes pour l'empreinte CO₂ de l'électricité (cycle de vie)

France 2025	50 g CO _{2eq} /kWh
Europe 2025 ⁶	187 g CO _{2eq} /kWh
Europe 2030 ⁷	132 g CO _{2eq} /kWh
Europe 2030 (objectif CE) ⁸	100 g CO _{2eq} /kWh
Europe 2040 ⁹	80 g CO _{2eq} /kWh

⁶ « Stated Policies scenario » de l'Agence Internationale de l'Énergie. Le « New Green Deal » de l'Europe est plus ambitieux.

⁷ AIE idem

⁸ Empreinte de l'électricité, objectif pessimiste de la CE

⁹ AIE idem

L'hydrogène peut-il être une solution pour le fret routier ? (Empreinte CO2 en cycle de vie, coût et disponibilité)

Établie par Patrick PÉLATA, v0 le 5 Juillet 2021

Document non public établi dans le cadre des groupes de travail de la DGITM sur l'ERS

Résumé :

Un véhicule à hydrogène est un véhicule électrique dont l'essentiel de la batterie, pas toute, a été remplacé par un réservoir d'hydrogène et une pile à combustible et, en amont, le cas échéant, par un électrolyseur.

L'hydrogène décarboné peut être produit par vaporeformage du méthane avec CCS (Carbon Capture and Sequestration), par électrolyse de l'eau, et pourra être produit par électrolyse haute température (1^{ère} application industrielle de masse prévue en 2031) et, peut-être, par un traitement haute température de biomasse.

Une solution à base de thermolyse de biomasse puis de vapocraquage est en développement (pilot plant) et pourrait avoir un bilan CO₂eq très favorable sans consommer d'électricité et pourrait ainsi constituer, au moins partiellement une solution pour le fret routier longue distance. Son évaluation par l'Ademe est en cours au moment où nous concluons ce rapport.

Pour un fret décarboné il peut être ensuite...

- directement utilisé dans un moteur à combustion adapté
- transformé en électricité via une pile à combustible pour un véhicule électrique
- combiné à du CO₂ prélevé dans l'atmosphère pour fabriquer un e-fuel pour un moteur à combustion classique, le CO₂ émis étant une petite fraction du CO₂ absorbé dans l'atmosphère auparavant.

L'hydrogène est coûteux à produire par électrolyse et coûteux à transporter. Les estimations varient beaucoup d'un rapport à l'autre.

Le rendement de l'électricité nécessaire pour l'électrolyse à celle qui alimente le moteur est de 30% environ et c'est l'obstacle premier à son utilisation dans les mobilités.

Sa disponibilité sera liée dans le futur à la disponibilité de gros excès d'énergie électrique, espoir qui est en contradiction avec les besoins grandissant d'électrification dont ceux liés aux mobilités routières.

Sa disponibilité en masse pour les mobilités et à un coût réduit n'est pas prévue avant le milieu de la décennie 2030, ce qui en ferait une solution trop tardive pour les objectifs de l'Europe. Enfin c'est une solution-réservoir qui est en compétition avec les batteries, celles-ci étant en progression rapides et avec des investissements colossaux.

Rendement et coût

La production classique à partir de méthane à laquelle serait ajoutée une capture et stockage du CO₂ se heurte à la rareté des sites possibles de stockage. Son coût est encore très discuté mais ne semble pas être l'obstacle majeur.

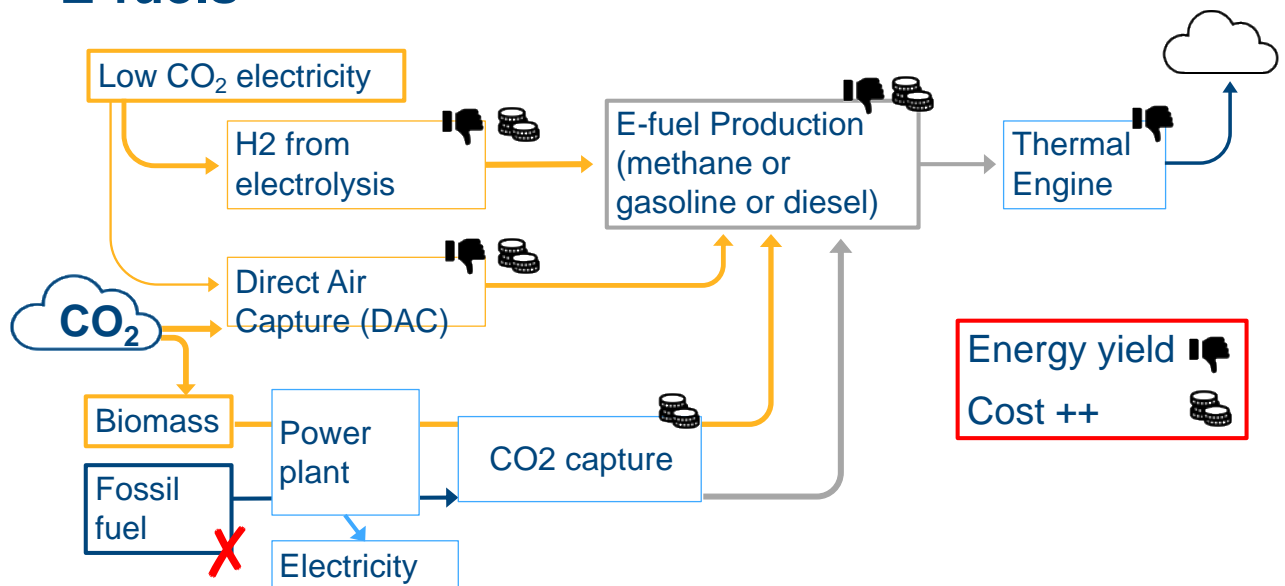
L'électrolyse de l'eau est très énergivore (33.5 kWh / kg H₂ selon les lois de la physique¹). Les meilleurs rendements actuels² se situent autour de 55 kWh / kg H₂. La productivité espérée en 2030 serait de 48 kWh / kg H₂. Une électrolyse haute température est en développement, par exemple avec Genvia, une JV entre le CEA et Schlumberger. La productivité espérée est de 37 kWh / kg H₂ en 2030.

Dans le cas d'une **pile à combustible** on produit à nouveau de l'électricité pour le moteur électrique du camion. Au total, le **rendement électricité initiale / électricité livrée au moteur d'environ 30 % soit environ 2.8 fois moins qu'en passant par une batterie**. En 2030, ce ratio pourrait descendre à 2/2.2 hors progrès des batteries et chargeurs de batterie.

Dans le cas de la **combustion de H2 dans un moteur classique** adapté, **le rendement est encore plus bas** (rendement thermodynamique du moteur thermique <<40% versus rendement de la pile à combustible ≈ 50% x rendement du moteur électrique >90%).

Les e-fuels (faits avec de l'hydrogène décarboné et du CO₂ prélevé dans l'atmosphère) ont un rendement encore plus mauvais puisqu'ils cumulent les pertes. Il est estimé à moins de 15%.

E-fuels



Distribution et approvisionnement

Le transport de l'hydrogène est difficile car il doit être fait à haute pression et à cause de sa très faible densité. Il est donc coûteux. De lourds investissements en pipe-line pourraient réduire ces coûts.

L'H₂ fuit facilement, en particulier si son réservoir chauffe et monte en pression, mais pas seulement. Ces fuites ne sont pas prises en compte dans les estimations de rendement.

Enfin les stations de livraison d'hydrogène sont très coûteuses aujourd'hui. Si l'H₂ devait être produit sur place, les rendements de production seraient plus faibles et l'empreinte au sol est élevée.

¹ H₂O → H₂ + 1/2 O₂. O-H a une énergie molaire de 460 kJ. Les casser => -920 kJ. Mais 2 H → H₂ => + 432 kJ.

De plus, 2 O → O₂ + 494 kJ => 247 kJ par mole H₂O. Bilan: -920 + 432 + 247 = -241 kJ pour produire une mole de H₂ donc 2g
Pour produire 1kg H₂ il faut donc 241x500 = 120 500 kJ soit 33,5 kWh (120 500/3 600=33,5 kW.h) avec des rendements de 100%

² "On retient en général la valeur favorable de 55 kWh/kg d'H₂ pour les électrolyseurs." Rapport de l'Académie des Technologies sur l'hydrogène, Juin 2020, p52)

Empreinte carbone et matières

Puisque le besoin d'électricité est en gros 2.8 à 3.0 fois celui nécessité en passant par une batterie (2.2 fois dans la décennie 2030), l'empreinte carbone provenant de l'électrolyse est elle aussi plus élevée. L'empreinte des batteries produites en Europe, en particulier en France ne compensant pas.

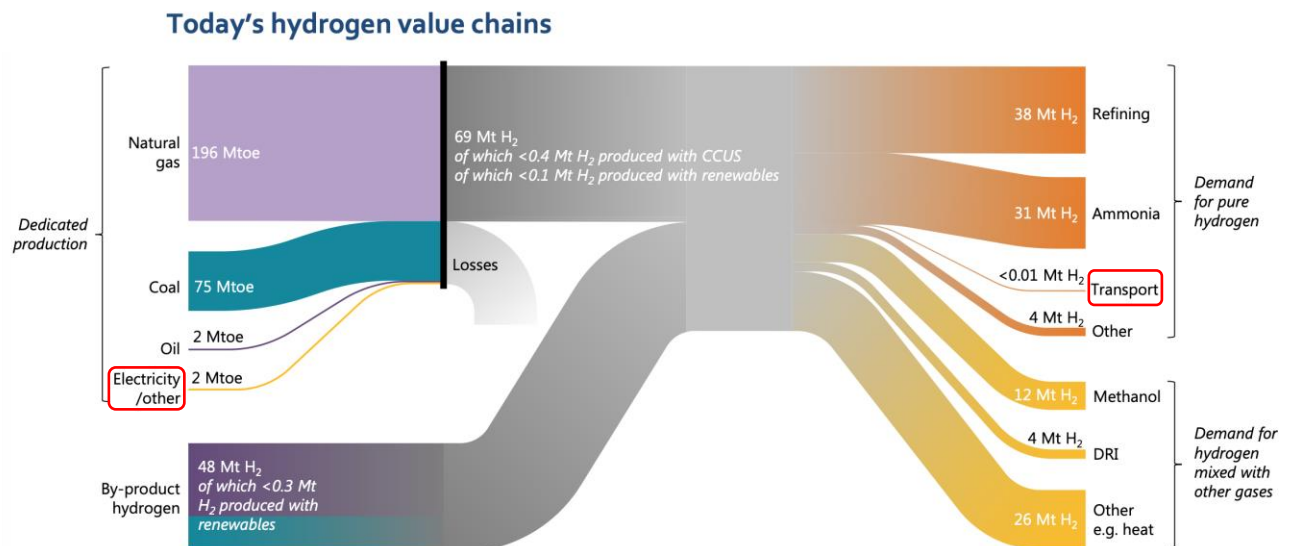
La pile à combustible contient du platine.

Disponibilité 2030 & 2040

La production d'hydrogène est aujourd'hui massivement (>98% au niveau mondial selon l'AIE) carbonée car faite à partir de méthane ou de charbon. (Voir graphique ci-dessous). La production par électrolyse est en développement avec, en particulier deux grosses usines en cours de construction à Dunkerque et au Havre.

Les besoins prioritaires d'H₂ décarboné sont bien sûr

- 1) la substitution à l'H₂ très carboné d'aujourd'hui puisque sa production mondiale émet presque autant que l'aviation commerciale.
- 2) les secteurs sans autre bonne solution que sont les aciéries, le fret maritime (sous forme d'ammoniac) etc..



Source: The Future of Hydrogen, report prepared by the IEA for the G20, June 2019

Fiche n° 4.1 : Description du modèle de trafic (MARVeLL) utilisé

1. Principales étapes générales du modèle

La modélisation des trafics des poids lourds sur les ERS a été réalisée à partir de MARVeLL, un **modèle de trafic à trois étapes** développé par la DGITM pour analyser les trafics des poids lourds, véhicules utilitaires légers et véhicules légers sur le réseau routier. Le modèle comprend les étapes de génération, de distribution et d'affectation, à une maille correspondant au canton administratif pour la France (2 557 zones) et le zonage NUTS 3 pour le reste de l'Europe (soit un total de 3 869 zones). Le réseau modélisé est tiré de *Route 500* de l'IGN, et comprend environ 500 000 kilomètres de routes pour la France, dont l'ensemble des routes départementales et du réseau routier national. Le réseau étranger provient de la base *EuroGlobalMap*, le réseau total comprenant 895 000 nœuds et 2 100 000 arcs.

Le modèle MARVeLL est fondé sur les 3 étapes générales suivantes :

- La **génération** estime un nombre de déplacements dépendant de la population de chaque zone. Un seul motif de déplacement est considéré pour les PL, à la différence du trafic VL caractérisé par quatre motifs.
- La **distribution** repose sur un modèle gravitaire fonction du coût généralisé pour chaque OD. La logique gravitaire tient notamment à une fonction d'impédance utilisant le temps généralisé issu de l'affectation. Un double-pivot permet en outre de faire correspondre les sommes des lignes et colonnes aux valeurs issues de la génération. Enfin, une fonction objectif autorise la comparaison des trafics par département d'origine-destination et par classe de distance, ainsi que la comparaison de la distance moyenne des trajets.
- L'**affectation** est basée sur un algorithme du plus court chemin (au sens du coût généralisé) pour chaque OD. Le poids de chaque arc est calculé en fonction du temps de parcours et de la distance sous la forme d'un coût kilométrique. Le calcul du plus court chemin correspond donc à la minimisation d'un « temps généralisé » (ou coût généralisé à la valeur du temps près). La congestion est prise en compte (équilibre de Wardrop) en se basant les courbes débit-vitesse du Sétra et l'algorithme de Frank-Wolfe avec gradient bi-conjugué afin d'accélérer la convergence. Le calage des paramètres de l'affectation est effectué à partir d'une base de comptages routiers (12 000 points de comptages du réseau routier national et des départementales).

Un bouclage des étapes de distribution/affectation est alors réalisé dans la mesure où la distribution est régulièrement recalculée en fonction de la congestion routière. Une première affectation à vide est destinée à calculer les coûts pour la distribution. A l'issue de l'étape d'affectation, la distribution est recalculée, les niveaux de trafics sur le réseau étant ajustés

de manière à correspondre à la nouvelle matrice OD. Les étapes de distribution et d'affectation sont répétées jusqu'à convergence. L'équilibre ainsi obtenu implique que les trafics affectés correspondent à la matrice OD de l'étape de distribution et que la matrice OD correspond aux coûts généralisés calculés par l'étape d'affectation.

2. Des principes généraux à l'adaptation au cas des ERS

Les simulations reprennent le scénario AMS de la stratégie nationale bas carbone et l'adaptent pour intégrer les spécificités propres aux ERS. Le scénario de référence considère au choix des poids lourds diesel ou électriques. Les poids lourds compatibles avec les ERS sont supposés utiliser une motorisation électrique en-dehors du réseau équipé.

Le modèle intègre un bouclage permettant d'intégrer les phénomènes de congestion dans les choix de distribution et d'affectation des usagers, jusqu'à convergence entre les étapes de distribution et d'affectation. Cependant, il ne permet pas encore de dissocier plusieurs classes d'usagers parmi les poids lourds. Aussi, les calculs ont été réalisés au premier ordre en négligeant les impacts des nouveaux trafics poids lourds sur la congestion. Il faut toutefois noter que la contribution des poids lourds à la congestion est faible sur la plupart des routes.

Les simulations consistent donc en :

- Un calcul de la matrice des coûts généralisés (algorithme équivalent à celui de Dijkstra) en fonction des hypothèses du scénario considéré (et en utilisant les trafics actuels)
- L'établissement de la nouvelle distribution à partir de la matrice de coûts généralisés obtenue
- L'affectation de cette nouvelle distribution (algorithme équivalent à celui de Dijkstra), toujours en fonction des hypothèses du scénario considéré.

Fiche n° 4.2 : Principales hypothèses utilisées pour l'estimation des reports de trafic

Les simulations ont été réalisées pour les années 2030, 2035 et 2050. Le réseau des ERS est constitué des deux phases explicitées dans la « *fiche 1.1. Réseau retenu pour les phases 2030 et 2035* ». Les investissements en infrastructures pour autoroutes électriques (les deux scénarios caténaire et rail ont été considérés) sont amortis au moyen d'une tarification du kilowatt-heure consommé par les poids lourds plus élevée que le coût de production de l'électricité, le prix de l'autoroute électrique au kilowatt-heure ayant été ajusté de manière à aboutir à l'équilibre économique de l'opération.

1. Hypothèses de scénario principal A

Les paramètres utilisés pour les simulations, outre les hypothèses de la Stratégie nationale bas carbone décrite dans la fiche « Cadrage du scénario de référence » du référentiel d'évaluation des projets de transport de la DGITM, sont les suivants :

- Surcoût kilométrique d'entretien des véhicules électriques : -0,033 €/km
- Surcoût kilométrique d'entretien des véhicules ERS : -0,033 €/km
- Consommation moyenne d'électricité des poids lourds électriques¹ : 139 kWh/100km
- Coût de l'énergie électrique hors ERS : 170 €/MWh en 2030 et 230 €/MWh en 2050
- Coût de l'approvisionnement en électricité des ERS : 116 €/MWh

Dans le scénario électrique, les poids lourds sont astreints à emprunter un itinéraire permettant de limiter leur consommation en-dessous d'un seuil correspondant à la capacité utile de la batterie. En pratique, un prix fictif de rareté du carburant est introduit pour chaque origine-destination dans le coût généralisé et augmente progressivement jusqu'à ce que l'itinéraire emprunté par le poids lourd permette le parcours sur une seule charge. La même limitation est introduite dans le scénario des autoroutes électriques mais en ne considérant que les kilométrages réalisés en-dehors des ERS.

- Capacité batterie scénario électrique : 1 200 kWh (soit environ 750 km)
- Capacité batterie scénario ERS : 400 kWh (soit environ 250 km)

Les pentes ne sont pas prises en compte dans ce calcul, de même que les possibilités de recharger la batterie sur les ERS : la quantité d'électricité captée par le poids lourd sur les autoroutes électriques correspond exactement à la consommation du dit poids lourd.

¹ Valable également pour les poids lourds ERS. Il s'agit d'une consommation moyenne, la consommation réelle étant modulée en fonction de la vitesse par application des courbes Copert agrégées.

2. Hypothèses du scénario complémentaire B

Par rapport au scénario principal A, les hypothèses suivantes varient :

- Prix du gasoil : 1,50 €/l (au lieu de 1,33 €/l dans le scénario A)
- Coût de la batterie : 70€/kWh (au lieu de 100 €/kWh dans le scénario A)
- Prix de l'électricité aux bornes de recharge publiques : 0,22€/kWh (au lieu de 0,27 €/kWh dans le scénario A)
- Consommation d'un 40t : 1,33 kWh/km (au lieu de 1,43 kWh/km dans le scénario A)

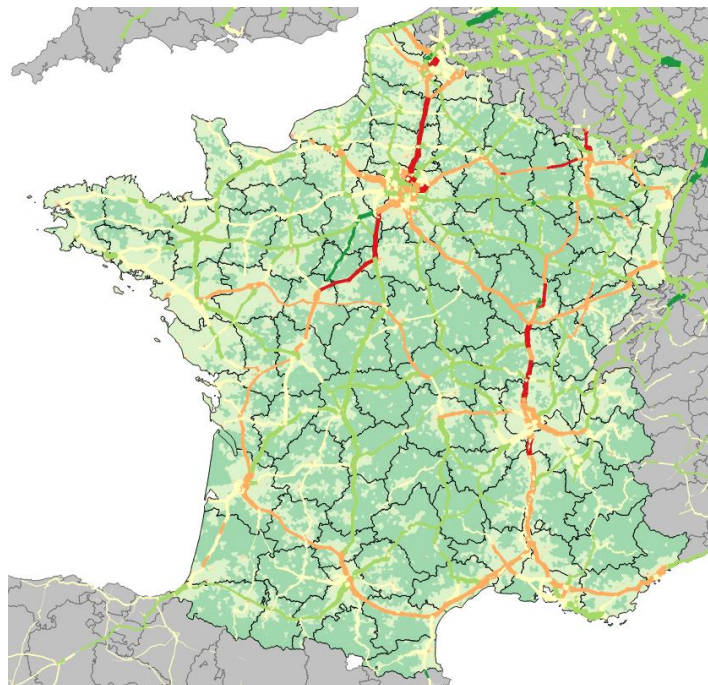
De nouveaux paramètres ont donc été utilisés pour les simulations du scénario B :

- Surcoût kilométrique d'entretien des véhicules électriques : -0,033 €/km
- Surcoût kilométrique d'entretien des véhicules ERS : -0,033 €/km
- Consommation moyenne d'électricité des poids lourds électriques² : 133 kWh/100km
- Coût de l'énergie électrique hors ERS : 220 €/MWh
- Coût de l'approvisionnement en électricité des ERS : 116 €/MWh

3. Sorties du modèle

Les résultats du modèle sont les suivants :

- Trafics poids lourds obtenus au niveau de chacun des arcs du réseau routier ;
- Trafics agrégés par catégorie de routes (ERS, autoroutes, routes nationales, etc.).



Exemple de représentation cartographique des trafics de l'option de projet simulée

² Valable également pour les poids lourds ERS. Il s'agit d'une consommation moyenne, la consommation réelle étant modulée en fonction de la vitesse par application des courbes Copert agrégées.

Fiche n° 4.3 : Estimation du taux de PL circulant de façon récurrente sur les autoroutes concédées françaises

En préambule, présentons ici quelques chiffres clefs issus de l'ASFA pour l'année 2019 :

Km parcourus : 14,6 milliards de veh.km
Trafic Moyen Journalier (TMJ) : 4 471 veh/jour
926 000 badges TIS-PL en circulation
95 % des transactions PL via un badge
En moyenne, 200 transactions/badge/an

D'autres données, collectées via les déclarations des transporteurs (chiffres 2018, échantillon représentatif d'environ 1 500 chauffeurs), permettent de dresser les constats synthétiques suivants :

- ▶ S'agissant du **kilométrage** :
 - Distance moyenne parcourue : 72 000 km/an
 - 80 % des chauffeurs interrogés parcourent plus de 25 000 km/an sur le réseau autoroutier concédé français
 - 67 % des chauffeurs interrogés parcourent plus de 50 000 km/an sur le réseau, près de la moitié effectuent plus de 75 000 km/an et 30 % plus de 100 000 km/an.
 - ➔ **90 % des kilomètres parcourus sur le réseau concédé sont effectués par des chauffeurs roulant plus de 50 000 km/an.**

- ▶ S'agissant de la **fréquence** :
 - Environ 90 % des PL effectuent au moins 2 trajets par semaine sur le réseau
 - ➔ **2/3 des PL effectuent au moins 5 trajets par semaine sur le réseau, soit une estimation de 400 000 à 600 000 PL.**

- ▶ S'agissant des **trajets** :
 - Plus de la moitié des chauffeurs ont un point d'arrivée identique au point de départ de leur tournée
 - Ces trajets « bouclés » sont effectués par des chauffeurs effectuant significativement plus de trajets par semaine que la moyenne (> 10 /semaine)
 - Plus de 80 % des chauffeurs prévoient d'effectuer des trajets longs (> 200 km) le jour de l'étude
 - ➔ **Une majorité de PL emprunte le réseau concédé de manière régulière et intensive.**

En outre, des analyses plus fines et plus tangibles, provenant cette fois-ci de données réelles de comptage des transactions par badge, permettent d'aboutir à la distribution estimative des trafics et badges PL suivante :

Km parcourus/an	< 5 000 km	< 10 000 km	< 20 000 km	> 20 000 km
Part des badges PL	33 %	50 %	66 %	33 %
Part du trafic	7 %	15 %	25 %	75 %

On notera que la proportion de PL avec une faible utilisation du réseau est plus forte que précédemment estimée. En effet, deux tiers des PL effectuent en effet moins de 20 000 km, ce qui représente environ 25 % du trafic, dont la moitié moins de 5 000 km.

A défaut de pouvoir conclure sur le seuil au-dessus duquel on considère qu'un PL a intérêt à s'équiper pour l'ERS, car cela dépend d'un ensemble de variables difficiles à reconstituer (typologie des trajets, prix des énergies...), ces éléments chiffrés permettent d'estimer qu'une part du trafic comprise entre 7 % et 25 % ne sera pas éligible à l'ERS, au moins dans un premier temps. En conséquence, des analyses de sensibilité ont été conduites de manière à étudier l'impact d'une réduction de 25 % des trafics utilisant l'ERS sur les bilans socio-économiques de l'opérateur d'ERS (cf. *fiche 1.1. « Réseau retenu pour les phases 2030 et 2035 »*).

Données d'entrée pour le GT1 – « Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS »

Fiche thématique 4.4 : Interopérabilité entre PL et avec les VUL

Date : juillet 2021

Auteur : Pierre CHANIOT

Le but de cette fiche est d'obtenir des ordres de grandeur sur la part des PL qui ne peuvent être compatibles avec la technologie caténaire et sur la part des VUL qui peuvent être captés par l'ERS.

I) Interopérabilité avec les différents types de PL – Limites du périmètre de la technologie caténaire

Les routes françaises sont équipées de stations de comptage (stations Siredo). Ces stations permettent de compter 4 classes de véhicules :

- Classe 1 : 0 à 6 m = VL
- Classe 2 : 6 à 7 m = 3,5 T
- Classe 3 : 7 à 9 m = 7,5 T
- Classe 4 : > 9 m = semi-remorque

Chaque station de comptage permet d'avoir accès aux débits heure par heure sur toute une année du type de véhicule considéré. Le Cerema centralise chaque année les remontées des comptages provenant des Directions Interdépartementales des Routes (DIR). Le présent travail s'est appuyé sur les données 2017 et 2018. Les zones affectées à chacune des DIR sont représentées dans la carte ci-dessous.

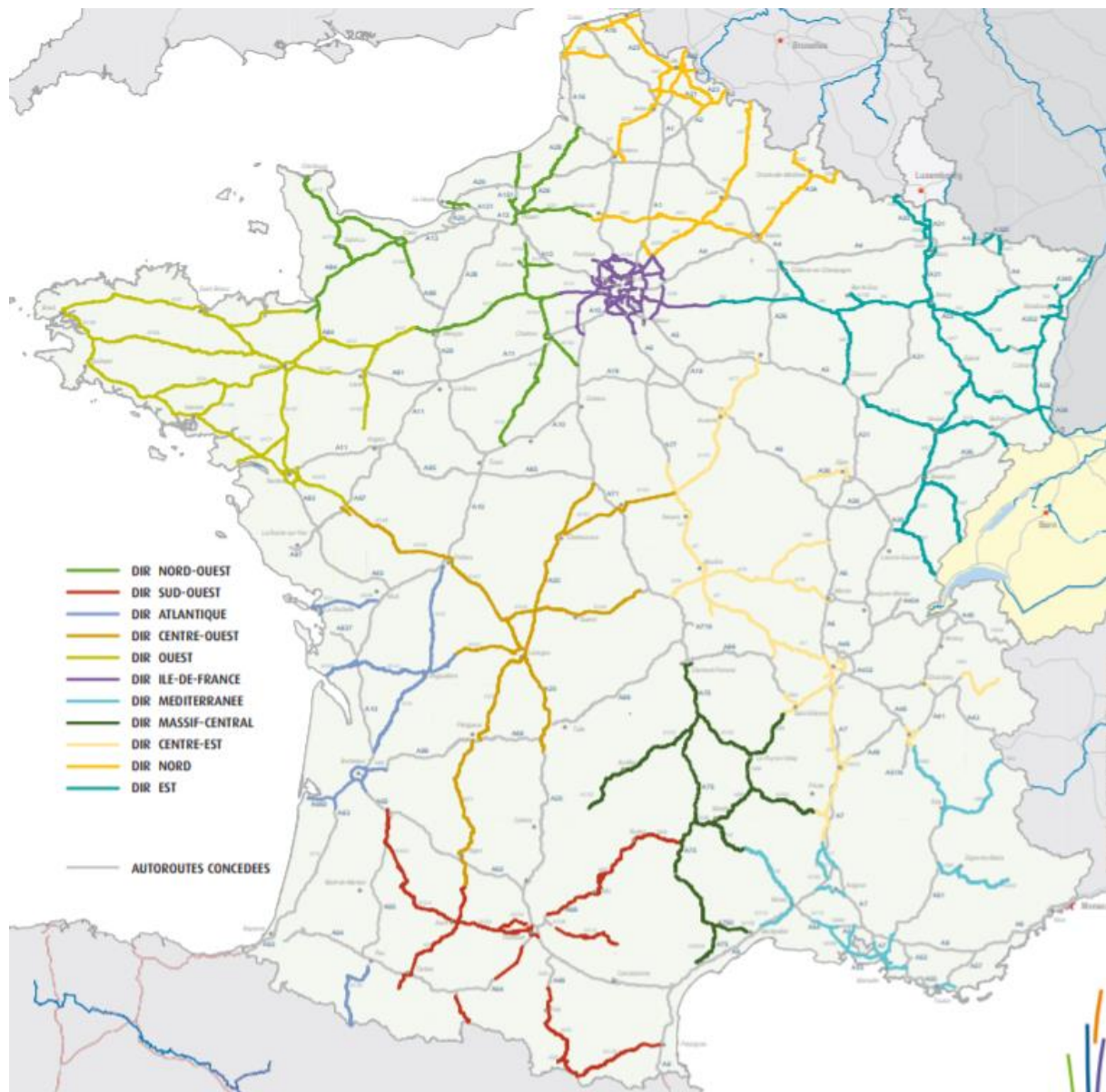
Grâce à ces comptages, on peut obtenir la proportion du trafic autoroutier effectué par les différentes classes de véhicules. Les données des DIR du Nord, du Centre-Est, du Nord-Ouest et du Sud-Ouest pour l'année 2018 et celles de l'Île de France et de l'Ouest pour l'année 2017 nous permettent d'obtenir les résultats suivants :

Part des différents types de véhicules dans les comptages autoroutiers		
Classe 1 (VL)	90,4%	
Classe 2	1,7%	PL: 9,6% Semi-remorques: 65,3% des PL
Classe 3	1,7%	
Classe 4	6,3%	

Par comparaison, on peut obtenir grâce au ministère de la transition écologique et solidaire les chiffres suivants sur l'ensemble du territoire national (MTE, 2018) :

Réseau autoroutier	Concédé	Non concédé	Total
Part du trafic PL	14,8%	5,2%	10,7%
Part du trafic VL	85,2%	94,8%	89,3%

On retient en fin de compte que les poids lourds de plus de 9m (semi-remorques) représentent environ 65% du trafic autoroutier effectué par les PL.



Selon Siemens, la technologie caténaire ne peut à ce jour équiper les camions de moins de 12 tonnes. Les véhicules de la classe 2 ne peuvent donc pas être équipés par la technologie caténaire ce qui représente 17,4% des comptages de PL. Une partie des véhicules de la classe 3 ne pourra pas non plus être équipée.

Puisque 65,3% des PL sont des semi-remorques de plus de 9m qui peuvent être équipés par la technologie caténaire, **on retient que 17,4% à 34,7% du trafic PL ne pourra être adressé par la technologie caténaire.**

II) Interopérabilité avec les VUL

L'interopérabilité avec les VUL est un élément fondamental pour les bénéfices socio-économiques associés à l'ERS. Alors que les PL représentent 24% des émissions liées aux transports en France, les VUL n'en représentent pas moins de 20% (MTE, 2021).

Les véhicules utilitaires font l'objet d'une importante variété d'usage car ils sont répartis sur un nombre important de possesseurs variés. Ceci en rend compliqué l'analyse et même la connaissance client. Pour contourner cette difficulté, certains constructeurs achètent tous les ans une étude qualité client multi-constructeurs faite sur les 4 marchés principaux (France, Allemagne, Italie, Royaume-Uni).

Pour pouvoir manipuler ces usages, une clusterisation est faite selon différents critères : La distance parcourue, le type de parcours (circuit vs trace directe), le poids chargé et si le chargement est du type outillage ou marchandise. Cette clusterisation aboutit à la liste suivante, toutes tailles de VAN confondues :

		Clusters	Données : VUS Q4 2018	Km/an
9%	1	Approvisionnement Occasionnel		17 500
15%	2a	Logistique de Proximité		39 900
8%	2b	Logistique Longue Distance		51 200
4%	3a	Convoyage de Proximité		20 900
5%	3b	Convoyage Longue Distance		41 200
14%	4a	Second Œuvre de Proximité		24 000
9%	4b	Second Œuvre Longue Distance		37 700
15%	5a	SAV Modéré		20 200
10%	5b	SAV Intense		30 200
6%	6a	Exploitation Modérée		28 800
5%	6b	Exploitation Intense		32 700

Le cluster principalement concerné par l'ERS est celui du **convoyage longue distance** (distance longue, trace directe, charge élevée de marchandise) dont 75% des véhicules utilisent fréquemment l'autoroute. Ce cluster correspond à une moyenne de 245km journaliers. 44% des VUL concernés font plus de 200km par jour et 50% d'entre eux font occasionnellement plus de 500km.

Dans une moindre mesure, l'ERS concerne également le cluster **logistique longue distance**, compte-tenu des distances effectuées et de la fréquence des trajets autoroutiers. Ce cluster correspond à une moyenne de 245 km par jour. 60% des VUL concernés utilisent fréquemment l'autoroute et 53% font plus de 200km par jour. Par ailleurs, 40% font occasionnellement plus de 500km.

Enfin, dans le cluster **2nd œuvre longue distance**, 50% des VUL utilisent également l'autoroute, mais la même fréquence d'utilisation est différente (les chantiers auxquels sont affectés les VUL varient et ces

VUL correspondent généralement à un seul trajet long le matin et un seul le soir). Ils font en moyenne 175 km par jour et 30% d'entre eux font plus de 200km par jour. 40% d'entre eux font occasionnellement plus de 500 km.

A l'aide de ces 3 clusters on peut obtenir un premier ordre de grandeur de la proportion du parc de VUL qui serait intéressée par l'ERS. Il suffit de multiplier la taille de ces clusters par la proportion des véhicules qui fréquentent régulièrement l'autoroute : $75\% \times 5\% + 60\% \times 8\% + 50\% \times 9\% = 13,1\%$ du parc de VUL.

A l'aide du tableau ci-dessus, on peut également calculer un ordre de grandeur du trafic correspondant : $\frac{75\% \times 5\% \times 41200 + 60\% \times 8\% \times 51200 + 50\% \times 9\% \times 37700}{\sum p_i \times d_i} = 18,5\%$ des véhicules.kilomètres.

NB : Ces deux chiffres sont a priori sous-estimés de quelques pourcents issus des 7 autres clusters.

Une autre approche est d'utiliser les moyennes tous clusters confondus : on sait que 50% des VUL utilisent fréquemment l'autoroute. Parmi eux, 18% l'utilisent très fréquemment. Par ailleurs, 20% font plus de 200 km quotidiennement, 31% ne font jamais plus de 200km et 25% font plus de 500 km occasionnellement.

La population cible devient **une quote-part importantes des 20% qui font plus de 200km quotidiens à laquelle s'ajoute une partie de ceux qui le feront « assez souvent »** pour que l'ERS les intéresse.

Conclusion

- 17% à 35% du trafic PL ne pourra pas être éligible à la technologie caténaire.
- 18,5% du trafic des VUL (13,1% du parc) sera considéré comme potentiellement éligible aux technologies d'alimentation par le sol : induction et rail.

Sources

(MTE, 2021) Ministère de la transition écologique et solidaire. (2021, 25 février). *Les émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports*. <https://ree.developpement-durable.gouv.fr/>.
<https://ree.developpement-durable.gouv.fr/themes/defis-environnementaux/changement-climatique/emissions-de-gaz-a-effet-de-serre/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-des-transport>

(MTE, 2018) Ministère de la transition écologique. (2019). *Trafic moyen journalier annuel sur le réseau national*. <https://www.data.gouv.fr/>.
<https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/trafic-moyen-journalier-annuel-sur-le-reseau-routier-national/>

Fiche n° 5.1 : Bilans par acteur : opérateur d'ERS/concessionnaire, transporteurs et puissance publique

OBJECTIF : Dresser un bilan socio-économique à l'échelle nationale pour la collectivité dans son ensemble, ainsi que pour les trois principaux acteurs du modèle d'affaires des ERS, à savoir l'opérateur et concessionnaire, les transporteurs et la puissance publique.

CONTENU : La présente fiche énonce tout d'abord le cadre de référence pour l'évaluation socio-économique des projets de transport. Elle détaille ensuite la méthodologie de calcul des bilans adoptée dans le cadre de l'étude sur les ERS en faisant état des principaux résultats pour chaque acteur.

RESULTATS : L'analyse socio-économique montre un bilan positif significatif pour la collectivité, les transporteurs et la puissance publique dans les comparaisons avec les deux options de référence diesel et électrique longue autonomie. En revanche, le bilan des opérateurs apparaît plus fragile pour ce qui est de la comparaison avec l'option de référence diesel. Ce point de vigilance majeur appelle à un pilotage fin de la fiscalité des énergies de manière à assurer des reports de trafic suffisants, et ce dès les premières années de mise en service des ERS. Cette condition est indispensable à la viabilité économique pour l'opérateur et donc à la dynamique générale de décarbonation du transport routier de marchandises en Europe.

1. L'évaluation socio-économique des projets de transport

1.1. Principes généraux

L'évaluation socio-économique est une méthode d'analyse de l'intérêt d'un projet pour la collectivité prise dans son ensemble. Elle est plus large que l'analyse coûts-avantages traditionnelle en ce qu'elle tient compte de l'ensemble des acteurs de la société, y compris les tiers qui sont impactés par les nuisances environnementales liées aux transports (pollution, bruit, effet de serre), par l'insécurité (accidentalité routière) et par la congestion du trafic. Cette analyse est monétarisée, c'est-à-dire que les principaux avantages ou inconvénients du projet sont exprimés sous forme monétaire par le biais de valeurs tutélaires.

Ces valeurs tutélaires ont été définies et sont régulièrement mises à jour par le biais de discussions entre experts. Les valeurs utilisées actuellement sont pour la plupart issues de la mission présidée par Émile Quinet pour le Commissariat général à la Stratégie et à la Prospective dans le rapport L'évaluation socioéconomique des investissements publics de septembre 2013. L'ensemble de ces valeurs tutélaires et des méthodes pour l'évaluation socio-économique sont consignées dans le référentiel d'évaluation des projets de transport, sous pilotage du ministère chargé des transports, qui sert de référence pour l'évaluation des projets de transport financé par l'État depuis les années 1960.

L'évaluation socio-économique est enfin une **évaluation actualisée**, c'est-à-dire que les gains ou pertes futurs sont ramenés au temps présent par le biais d'un taux d'actualisation, traduisant la préférence des acteurs pour le présent. Ainsi, de même qu'un investisseur privé évaluera ces bénéfices espérés dans le futur avant de lancer un projet d'investissement, l'analyse socio-économique considère l'ensemble des avantages conférés par un projet en demandant une certaine rentabilité collective. Dans le référentiel d'évaluation, le taux d'actualisation est fixé à 4,5 %.

L'évaluation socio-économique est donc **un outil d'aide à la décision** permettant de faire la balance entre les principaux avantages, coûts et inconvénients des choix d'investissement auxquels sont confrontés les acteurs privés et publics. Des bilans par profil d'acteurs ont dès lors été calculés de manière à estimer la pertinence individuelle et collective du déploiement des ERS pour atteindre les objectifs de décarbonation du transport routier de marchandises.

1.2. Situations de référence et de projet

Le calcul socio-économique s'exprime comme la comparaison, sous la forme d'une différence, entre deux scénarios appelés situation de référence et situation de projet.

- Situation de référence (r) :

- s=1 : scénario **tout diesel**, prenant en compte une pénétration progressive des biocarburants pour atteindre 100 % d'incorporation en 2050 ;
- s=2 : scénario **électrique « tout batteries »**, caractérisé par des batteries de capacité élevée à bord des véhicules (750 km d'autonomie) et un réseau de recharge rapide dense sur les autoroutes.

- Situation de projet (p) :

- s=3 : scénario **électrique « ERS + batteries »**, avec des batteries de capacité moyenne à bord des véhicules, une recharge dynamique sur le réseau des autoroutes électriques et des bornes de recharge statique en nombre relativement limité. Ce scénario a les variantes par technologie et catégorie de véhicules accessibles suivantes :
 - s=3_c : autoroutes électriques par **caténaire** ;
 - s=3_r : autoroutes électriques par **rail pour les poids lourds** uniquement ;
 - s=3_{rPL+VUL/VL} : autoroutes électriques **par rail pour les poids lourds**, les véhicules utilitaires légers (**VUL**) et les véhicules légers (**VL**).

1.3. Calcul de la valeur actuelle nette socio-économique (VAN-SE)

Etant donné la forte incertitude associée à l'évolution des technologies, les différents composants de la VAN-SE (investissements, recettes, surplus des transporteurs...) sont calculés à un **horizon d'évaluation** relativement court égal à l'année **2060**.

L'**année d'actualisation** est fixée à **2029**, année précédant la mise en service de la première phase de déploiement des ERS.

La VAN-SE est égale à la somme :

- du **surplus du gestionnaire d'infrastructure/opérateur** de ERS, calculé à partir des recettes sur la vente d'électricité et aux coûts d'investissement et de maintenance ;
- du **surplus des transporteurs**, entendu comme la variation des coûts de revient supportés par les transporteurs entre le scénario de référence et le scénario de projet ;
- du surplus de la **puissance publique**, entendu comme la variation des taxes sur les carburants (la TICPE sur le diesel, la TCFE sur l'électricité) et la variation des émissions de CO₂, que cette dernière provienne de l'impact de la circulation des véhicules propres ou de la diminution de la taille des batteries à bord des poids lourds.

Deux simulations, suivies de deux évaluations socio-économiques, ont été conduites avec les hypothèses suivantes :

SCENARIO A (principal)	SCENARIO B (complémentaire)
<ul style="list-style-type: none">• Durée de l'évaluation : 31 ans• Taux d'actualisation : 4,5 %• Prix de l'électricité pour les usagers des ERS : 0,1 ; 0,15 et 0,2 €/kWh• Prix du diesel : 1,33 €/L• Prix des batteries : 100 €/kWh, hypothèse moyenne de prix des batteries à l'horizon 2030• Prix de l'électricité livrée aux bornes de recharge (hors ERS) : 0,27 €/kWh.	<ul style="list-style-type: none">• Durée de l'évaluation : 31 ans• Taux d'actualisation : 4,5 %• Prix de l'électricité pour les usagers des ERS : 0,15 ; 0,2 et 0,22 €/kWh• Prix du diesel : 1,5 €/L (renforcement de la fiscalité sur le diesel)• Prix des batteries : 70 €/kWh, hypothèse basse de prix des batteries à l'horizon 2030• Prix de l'électricité livrée aux bornes de recharge (hors ERS) : 0,22 €/kWh, hypothèse de prix d'achat de l'électricité par l'opérateur des bornes, ou de taux d'utilisation des bornes plus favorables.

2. Les bilans pour l'opérateur concessionnaire

Dans le cadre de cette étude, il est considéré que l'opérateur de ERS est un concessionnaire unique à l'échelle nationale. Un bilan pour les concessionnaires de voies non équipés de ERS n'a pas été calculé dans le cadre de ce groupe de travail. Cette voie d'approfondissement est à étudier étant donné les importants reports de trafics estimés sur le réseau de ERS (cf. *Fiche 4.2. Principales hypothèses utilisées pour l'estimation des reports de trafic*).

2.1. Coûts d'investissement

Pour chacune des deux phases, l'ensemble des dépenses d'investissement est rapporté à l'année d'investissement, fixée à l'année précédant la mise en service, à savoir $T_{0A}=2029$ pour la première phase mise en service en 2030 et $T_{0B}=2034$ pour la seconde phase mise en service en 2035 (cf. *fiche 1.1 : réseau retenu pour les phases 2030 et 2035*).

Etant donné la durée relativement longue du déploiement du réseau d'autoroutes électriques, une approche alternative aurait consisté à lisser, pour chacune des deux phases, le flux des dépenses d'investissement sur les 5 années de chantier. Cette logique a cependant été écartée dans la mesure où la mise en service de l'infrastructure ne coïncide pas avec la date d'investissement, ne rendant pas nécessaire l'appréhension de l'effet de l'augmentation progressive du niveau de service sur les trafics.

Pour rappel (cf. *fiche 1.2 : Coûts d'investissement, maintenance, renouvellement, dont dimensionnement technique*), les coûts d'infrastructure ERS hors réseau électrique HTB sont estimés à 18,611 milliards d'euros en première phase (valeur non actualisée) et 12,699 milliards d'euros en seconde phase pour la solution par rail. La solution par caténaire est estimée à 15,264 milliards d'euros pour la première phase en 2030 et 9,950 milliards d'euros pour la seconde phase de déploiement en 2035. Par ailleurs, pour les deux solutions étudiées, les coûts de raccordement au réseau HTB sont estimés à 3,199 milliards d'euros pour la première phase et 1,515 milliards d'euros pour la seconde.

2.2. Coûts d'entretien, de maintenance et de renouvellement

Les coûts annuels d'entretien, de maintenance et de renouvellement pour les ERS sont fixés à **2 % de l'investissement initial** en infrastructure, quelle que soit la technologie. Le coût du renouvellement de certains composants critiques dont la durée de vie est inférieure à la durée de l'évaluation (par exemple la ligne de contact pour la solution caténaire et certaines parties du rail pour la conductivité par le sol) est supposé intégré dans ce coût global d'exploitation.

2.3. Recettes d'exploitation

Une tarification du kilowattheure d'électricité consommé par les poids lourds ou autres véhicules est appliquée, en faisant l'hypothèse que les véhicules sont équipés de compteurs communicants. L'hypothèse est faite que tout poids lourd disposant d'équipements compatibles avec l'autoroute électrique circulant sur le réseau de recharge dynamique utilise l'infrastructure. La tarification à l'utilisateur comprend une marge de l'opérateur par rapport au coût de production de l'électricité facturé à l'opérateur par le fournisseur d'électricité. Le modèle économique considéré prévoit dès lors la compensation des investissements en infrastructure pour autoroutes électriques et des coûts de maintenance par les recettes d'exploitation. A noter qu'aucun service supplémentaire à l'utilisateur, susceptible d'équilibrer le bilan de l'opérateur, n'est envisagé.

2.4. Evolution des indicateurs

Le modèle de trafic MARVeLL fournit les trafics sur les autoroutes électriques pour les années 2030 (année de mise en service de la phase A) et 2035 (année de mise en service de la phase B) (cf. *fiches 4.1. Description du modèle MARVeLL utilisé* et *4.2. Principales hypothèses utilisées pour l'estimation des reports de trafic*). Une progression linéaire des PL.km de 1,1 % est appliquée entre 2030 et 2035, ainsi qu'entre 2035 et 2050.

Pour le bilan de l'opérateur d'autoroutes électriques, les taux de croissance annuels moyens (TCAM) des indicateurs sont supposés nuls, à l'exception du prix du péage :

- TCAM du péage kilométrique traditionnel facturé à l'utilisateur (y compris à l'issue de la période de concession) : - 0,5 % (conformément au référentiel d'évaluation)

L'ensemble des taux d'évolution annuels est en base fixe.

2.5. Formules du bilan

Soit le scénario de référence $r \in \{1,2\}$, le scénario de projet $p=3$ et tout scénario s ;

soit a le taux d'actualisation (4,5 %), D la durée de l'évaluation (31 ans), T l'année d'investissement (2029 ou 2034), T_0 l'année de calcul (2029) et n une année donnée ; on a :

$$VAN_{opérateur} = - \frac{Investissements_p - Investissements_r}{(1 + a)^{T-T_0}} + \sum_{n=T+1}^{T+D} \frac{Bénéfices_{n,p} - Bénéfices_{n,r} - Coûts_{n,p} + Coûts_{n,r}}{(1 + a)^{n-T_0}}$$

Avec (les indicateurs en vert sont issus du modèle de trafic MARVeLL) :

INVESTISSEMENTS

$$Investissements_s = KM_PERIMETRE_ERS_s \times TAUX_EQUIP_ERS_s \times COUT_KM_INFRA_s \times (1 + TCAM_COUT_INFRA)^{n-T_0}$$

BENEFICES

$$Bénéfices_{n,r} = TRAFIC_PERIMETRE_ESR_r \times COUT_PEAGE_r \times (1 + TCAM_COUT_PEAGE)^{n-T_0}$$

$$Bénéfices_{n,p} = KWH_TRAFIC_ERS_p \times ((PRIX_KWH_ERS_p \times (1 + TCAM_PRIX_KWH_ERS)^{n-T_0}) - (PRIX_ELEC_ERS \times (1 + TCAM_PRIX_ELEC_ERS)^{n-T_0}))$$

En situation de projet, on utilise les consommations d'électricité sur le réseau ERS fournies par le modèle de trafic MARVeLL pour les années 2030 et 2035. Pour les années intermédiaires, une progression linéaire est appliquée.

COUTS

$$Coûts_{n,r} = COUT_KM_{MAINTENANCE_r} \times KM_PERIMETRE_ERS_s (1 + TCAM_COUT_MAINT)^{n-To}$$

$$Coûts_{n,p} = COUT_KM_{MAINTENANCE_r} \times KM_PERIMETRE_ERS_s (1 + TCAM_COUT_MAINT)^{n-To} + COUT_ \%_{MAINTENANCE_p} \times COUT_{INVESTISSEMENT_p} (1 + TCAM_COUT_MAINT)^{n-To}$$

Où la première ligne des coûts du scenario de projet ($Coûts_{n,p}$) correspond aux coûts de maintenance du réseau autoroutier traditionnel et la seconde ligne au surcoût de maintenance spécifique aux ERS.

2.6. Résultats pour l'opérateur

2.6.1. Comparaison avec l'option de référence tout diesel

Comparaison avec l'option de référence tout diesel (**SCENARIO A**) ; prix d'achat de l'électricité par l'opérateur à **0,07 €/kWh** ; valeurs **en milliards d'euros** :

Prix électricité usagers ERS	0,1	0,15	0,2
Bilan rail PL seuls	-13,1	-4,7	-4,4
Bilan caténaire PL seuls	-6,0	2,0	1,9
Bilan PL et VUL/VL sans 2 ^{de} voie	-9,8	5,2	12,4
Bilan PL et VUL/VL et 2 ^{de} voie (à 80 %)	-22,2	-7,1	0
Bilan PL et VUL/VL et 2 ^{de} voie (à 15 %)	-12,2	2,9	10,1

Dans le scenario principal A, le bilan de l'opérateur apparaît particulièrement contrasté. S'il est légèrement positif pour la solution par caténaire, il est en revanche négatif pour la solution par rail dont les coûts d'investissement sont environ 20 % supérieurs à ceux de la solution par caténaire.

Etant donné que l'hypothèse d'une diffusion progressive des poids lourds équipés ERS dans le parc roulant n'a pas été retenue dans le cadre de l'évaluation, des tests sommaires de sensibilité ont été réalisés. En effet, il est probable que les effets de transition du parc aient un impact notable sur les bénéfices globaux de l'opérateur, d'autant que l'actualisation a tendance à valoriser davantage les gains de court terme. En outre, il convient de rappeler ici que les estimations de trafic reportés sur les ERS correspondent à des potentiels maximaux. La réalisation de ces potentiels dépendra de l'activité annuelle de chaque transporteur et il

est particulièrement difficile d'en avoir une connaissance fine aux horizons temporels considérés dans l'étude.

Les tests de sensibilité donnent les résultats figurant dans le tableau ci-dessous. Si un quart du trafic poids lourds estimé sur les ERS ne s'équipe pas mais maintient son kilométrage annuel sur le périmètre ERS avec une motorisation diesel, les bilans de l'opérateur deviennent sensiblement négatifs pour les deux solutions conductives. Le risque d'absence de rentabilité pour l'opérateur est donc un point de vigilance majeur.

Prix électricité usagers ERS	0,2
Bilan rail PL seuls	-18,2
Bilan caténaire PL seuls	-11,5

Comparaison avec l'option de référence tout diesel (SCENARIO B) ; prix d'achat de l'électricité par l'opérateur à 0,07 €/kWh ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,15	0,2	0,22
Bilan rail PL seuls	1,0	6,0	6,4
Bilan caténaire PL seuls	8,0	13,2	13,4
Bilan PL et VUL/VL sans 2 ^{de} voie	9,7	21,6	24,7
Bilan PL et VUL/VL et 2 ^{de} voie (à 80 %)	-2,6	9,2	12,3
Bilan PL et VUL/VL et 2 ^{de} voie (à 15 %)	7,4	19,3	22,4

Les hypothèses du scénario complémentaire B permettent un bilan de l'opérateur plus favorable. Pour un prix de l'électricité payé par l'utilisateur supérieur ou égal à 0,15 €/kWh et un prix payé par l'opérateur de 0,07 €/kWh, l'opérateur de la solution par rail voit son bilan basculé dans le positif. Le bilan de l'opérateur est ainsi sensible aux hypothèses de prix de l'électricité sur les ERS, aux coûts d'achat de l'électricité au fournisseur et au prix du diesel.

Cependant, les analyses de sensibilité appellent toujours à la mesure dans les conclusions, comme le montre le tableau ci-dessous. Dans le scénario B, si un quart du trafic poids lourds estimé sur les ERS ne s'équipe pas mais maintient son kilométrage annuel sur le périmètre ERS avec une motorisation diesel, les bilans de l'opérateur s'avèrent négatifs.

Prix électricité usagers ERS	0,2
Bilan rail PL seuls	-10,5
Bilan caténaire PL seuls	-3,3

2.6.2. Comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (SCENARIO A) ; prix d'achat de l'électricité par l'opérateur à 0,07 €/kWh ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,1	0,15	0,2
Bilan rail PL seuls	6,9	19,2	25,7
Bilan caténaire PL seuls	14,0	26,3	32,6
Bilan PL et VUL/VL sans 2 nd e voie	10,1	29,3	42,5
Bilan PL et VUL/VL et 2 nd e voie (à 80 %)	-2,2	16,9	30,1
Bilan PL et VUL/VL et 2 nd e voie (à 15 %)	7,8	26,9	40,2

Dans le scénario A de comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie, les bilans calculés sont presque tous positifs, du fait notamment d'importants reports de trafic résultant d'un coût de l'électricité sur les ERS inférieur au coût aux bornes de recharge. En outre, le temps perdu lors de la recharge et de la recherche de la borne dans l'option de référence n'apparaît pas dans l'option de projet, ce qui favorise grandement les ERS.

Les tests de sensibilité à la réduction du trafic sur les ERS n'aboutissent pas à des bilans négatifs comme dans les cas précédents de comparaison avec l'option diesel.

Des calculs supplémentaires ont été réalisés avec un taux d'actualisation de 6 %, plus adapté à l'analyse financière d'un acteur économique privé. La hausse du taux d'actualisation entraîne naturellement à une diminution des résultats du bilan.

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (SCENARIO A) ; prix d'achat de l'électricité par l'opérateur à 0,07 €/kWh ; taux d'actualisation à 6 % ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,1	0,15	0,2
Bilan rail PL seuls	0,7	10,7	15,9
Bilan caténaire PL seuls	7,4	17,4	22,4
Bilan PL et VUL/VL sans 2 nd e voie	3,0	18,5	29,0
Bilan PL et VUL/VL et 2 nd e voie (à 15 %)	0,9	16,3	26,9

A partir des hypothèses et simulations du scénario complémentaire B, moins favorables à l'option de projet, d'autres calculs ont été conduits.

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (SCENARIO B) ; prix d'achat de l'électricité par l'opérateur à 0,07 €/kWh ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,15	0,2	0,22
Bilan rail PL seuls	6,5	9,2	8,5
Bilan caténaire PL seuls	13,3	15,9	14,8
Bilan PL et VUL/VL sans 2 nd e voie	17,5	27,0	28,9
Bilan PL et VUL/VL et 2 nd e voie (à 80 %)	5,1	14,6	16,5
Bilan PL et VUL/VL et 2 nd e voie (à 15 %)	15,1	24,6	26,6

Par rapport au scénario A, la réduction du prix de l'électricité livrée aux bornes de recharge dans le scénario B tend à réduire le différentiel de prix de revient et donc le trafic sur le réseau de ERS. Les bilans calculés restent toutefois positifs pour l'opérateur, même si les résultats

demeurent fragiles au vu des tests de sensibilité. Si un quart du trafic poids lourds estimé sur les ERS ne s'équipe pas mais maintient son kilométrage annuel sur le périmètre ERS avec une motorisation électrique longue autonomie, les bilans de l'opérateur s'avèrent négatifs pour la solution par rail (-6,7 milliards d'euros) et très proche de l'équilibre pour la solution par caténaire.

Avec un taux d'actualisation à 6 %, les résultats du bilan restent positifs mais s'approchent de l'équilibre en ce qui concerne la solution par rail.

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (SCENARIO B) ; prix d'achat de l'électricité par l'opérateur à 0,07 €/kWh ; taux d'actualisation à 6 % ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,15	0,2	0,22
Bilan rail PL seuls	0,3	2,4	1,7
Bilan caténaire PL seuls	6,7	8,7	7,8
Bilan PL et VUL/VL sans 2 nd e voie	8,9	16,3	17,8
Bilan PL et VUL/VL et 2 nd e voie (à 15 %)	6,7	14,2	15,6

3. Les bilans pour les transporteurs

3.2. L'approche retenue : les variations d'utilité dans MARVeLL

Etant donné les contraintes de temps et les difficultés de prise en compte des variations de distance annuelle parcourue par la flotte de poids lourds thermiques et celle utilisant les autoroutes électriques sans modèle de trafic, le bilan des transporteurs a été construit de manière à être calculé à partir des sorties de MARVeLL. Le chiffrage s'appuie ainsi, pour les années 2030 et 2035, sur le nombre d'heures totales d'exploitation et les variations d'utilité pour les transporteurs, avec prise en compte des trafics induits. A noter que le bilan des transporteurs est à appréhender non pas sur le seul réseau équipé de ERS mais à l'échelle nationale.

3.3. Résultats pour les transporteurs

3.3.1. Comparaison avec l'option de référence tout diesel

Le bilan des transporteurs est largement positif, dans la mesure où ceux-ci bénéficient de coûts kilométriques inférieurs dans l'option de projet. Ceci est d'autant plus vrai dans le scénario complémentaire B, qui traduit une hausse des coûts du diesel imputable à une hypothèse de renforcement des prélèvements fiscaux sur ce carburant.

Comparaison avec l'option de référence tout diesel (**SCENARIO A**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,1	0,15	0,2
Bilan des transporteurs solution RAIL	89,1	65,3	46,1
Bilan des transporteurs solution CATENAIRE	84,6	61,0	42,2

Comparaison avec l'option de référence tout diesel (**SCENARIO B**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,15	0,2	0,22
Bilan des transporteurs solution RAIL	200,7	178,6	170,8
Bilan des transporteurs solution CATENAIRE	193,1	171,1	163,4

3.3.2. Comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie

Que ce soit avec les hypothèses du scénario principal A ou celles du scénario secondaire B, le bilan pour les transporteurs s'avère largement positif. Le passage du premier scénario au second, marqué par la diminution du prix d'achat de l'électricité par l'opérateur des bornes ou des taux d'utilisation des bornes plus favorables, réduit toutefois considérablement les valeurs du bilan, l'écart en termes de coût de revient se réduisant entre les options de référence et de projet.

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (**SCENARIO A**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,1	0,15	0,2
Bilan des transporteurs solution RAIL	194,3	166,2	141,7
Bilan des transporteurs solution CATENAIRE	187,0	159,0	134,7

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (**SCENARIO B**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS	0,15	0,2	0,22
Bilan des transporteurs solution RAIL	116,7	96,2	89,1
Bilan des transporteurs solution CATENAIRE	109,7	89,4	82,5

4. Les bilans pour la puissance publique

En l'absence de participation de la puissance publique au déploiement de l'infrastructure d'autoroutes électriques (hormis pour le réseau non concédé, inclus sans distinction dans les investissements du concessionnaire), le bilan pour l'Etat et les collectivités territoriales correspond au différentiel de prélèvements fiscaux et au calcul des externalités.

4.1. Evolution des taxes

L'évolution des taxes collectées par l'Etat concerne les prélèvements sur les carburants. La TVA, nulle pour le gazole professionnel et relativement faible en ce qui concerne l'électricité, n'est pas calculée. A noter que les taxes sur l'électricité connaissent une hausse significative entre 2030 et 2050.

Extrait des valeurs tutélaires du référentiel d'évaluation

Prix des carburants	2015	2030	2050	2070
Taxes sur les carburants				
essence (€/L)	0,63	1,02	0,75	0,75
diesel (€/L)	0,48	1,09	0,76	0,76
gazole professionnel (€/L)	0,43	0,43	0,77	0,77
GNV (€/kg)	0,04	0,06	0,28	0,28
électricité (€/MWh)	22,5	22,5	42,5	42,5

4.2. Analyse des externalités environnementales

L'évaluation prend en considération les externalités environnementales liées aux émissions de gaz à effet de serre et à la pollution locale, en prenant en compte les effets amont de production d'énergie et de composants. En revanche, les externalités liées au bruit, à l'insécurité routière et à la congestion ne sont pas prises en compte. Hors évaluation socio-économique, des analyses en cycle de vie ont été conduites pour les principales alternatives énergétiques étudiées (cf. *fiches 3.1 à 3.4*).

4.3. Evolution des indicateurs et valeurs tutélaires

Pour le bilan de la collectivité, le référentiel d'évaluation socio-économique des projets de transport fixe les éléments suivants :

- Les facteurs d'émission des carburants sont issus de la base carbone de l'Ademe. En 2020, le gazole professionnel atteint 3,1 kgCO₂eq/L (données de juin 2021, France métropolitaine, effets amont compris) et l'électricité 0,075 kgCO₂eq/kWh (données de 2021, France métropolitaine, effets amont et combustion à la centrale compris).
- A la suite de la mission Quinet, le coût de la tonne de CO₂ (ou CO₂-équivalent) est fixé à 246 €₂₀₁₅ en 2030, 491 €₂₀₁₅ en 2040 et 763 €₂₀₁₅ en 2050. Cette valeur tutélaire du carbone évolue selon un rythme linéaire entre 2030 et 2040. Au-delà de 2040, le coût du carbone augmente au rythme annuel de 4,5 % (cf. *fiche 7.1. Coût à la tonne de CO₂ évitée*).

4.4. Formules du bilan

Soit le scenario de référence $r \in \{1,2\}$, le scenario de projet $p=3$ et tout scenario s ;

soit a le taux d'actualisation, D la durée de l'évaluation, T l'année d'investissement, T_0 l'année de calcul et n une année donnée ; on a :

$$VAN_{collectivité} = \sum_{n=T+1}^{T+D} \frac{Bénéfices_{n,p} - Bénéfices_{n,r}}{(1+a)^{n-T_0}} - \sum_{n=T+1}^{T+D} \frac{Externalités_{n,p} - Externalités_{n,r}}{(1+a)^{n-T_0}}$$

Avec (les indicateurs en vert sont issus du modèle de trafic MARVeLL) :

BENEFICES

$$Bénéfices_n =$$

$$CONSO_UNIT_PL_s \times TRAFIC_TOTAL_s \times TAXES_CARBURANT_s (1 + TCAM_TAXES_CARBURANT)^{n-T_0} + CONSO_UNIT_PL_s \times TRAFIC_TOTAL_s \times TVA_s (1 + TCAM_TAXES_CARBURANT)^{n-T_0}$$

EXTERNALITES

$$Externalités_{n,s} =$$

$$CONSO_UNIT_PL_s \times TRAFIC_NATIONAL_s \times FACT_EMISSION_s \times COUT_CARBONE_s (1 + TCAM_COUT_CARBONE)^{n-T_0} + CONSO_UNIT_PL_s \times TRAFIC_NATIONAL_s \times COUT_POLLUTION_AT_s \times (1 + TCAM_COUT_POLLUTION_AT)^{n-T_0}$$

Où les externalités environnementales sont calculées à l'année n , pour tout scenario s , en fonction du kilométrage à l'échelle nationale et de la structure du parc roulant.

4.5. Résultats pour la puissance publique

4.5.1. Comparaison avec l'option de référence tout diesel

Pour la comparaison avec l'option de référence tout diesel, les tableaux de synthèse du bilan de la puissance publique décomposent le bilan global en une composante « infrastructure » et une composante « carburant ». La première reflète l'impact monétarisé des émissions de CO₂ résultant de la mise en service du réseau de ERS. Il s'agit donc d'un calcul de l'empreinte carbone des composants de l'infrastructure (cf. *fiche 7.2. Bilan de consommation matière : consommation de matière des différentes solutions et comparaison par rapport à la solution électrique sans ERS*). La seconde correspond à la valorisation de la réduction des émissions de CO₂ et de la pollution locale, à laquelle s'ajoute les pertes de TICPE relatives à la transition du diesel vers l'électricité.

Comparaison avec l'option de référence tout diesel (**SCENARIO A**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS		0,15	0,2
Bilan de la puissance publique solution RAIL	Bilan global	178,3	159,1
	Composante infrastructure	-0,9	-0,9
	Composante carburant	179,2	160,0
Bilan de la puissance publique solution CATENAIRE	Bilan global	176,0	155,5
	Composante infrastructure	-1,0	-1,0
	Composante carburant	177,0	156,5

Malgré des pertes de recettes fiscales comprises approximativement entre 21 et 24 milliards d'euros (valeurs actualisées), les bilans pour la puissance publique s'avèrent significativement positifs. La réduction importante des émissions de CO₂ compense très largement les pertes de TICPE et l'impact carbone du déploiement de l'infrastructure est infime au regard des autres composantes du bilan.

Comparaison avec l'option de référence tout diesel (**SCENARIO B**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS		0,15	0,2	0,22
Bilan de la puissance publique solution RAIL	Bilan global	206,6	200,4	197,3
	Composante infrastructure	-0,9	-0,9	-0,9
	Composante carburant	207,5	201,3	198,2
Bilan de la puissance publique solution CATENAIRE	Bilan global	205,8	199,2	196,0
	Composante infrastructure	-1,0	-1,0	-1,0
	Composante carburant	206,8	200,2	197,0

Dans le scénario complémentaire B, le renforcement de la fiscalité sur le diesel entraîne une hausse du report de trafic sur les ERS et par conséquent, l'accroissement de l'écart d'émissions de CO₂ entre l'option de référence et de projet. Les bilans sont ainsi encore plus positifs que dans le scénario principal.

4.5.2. Comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie

Pour la comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie, une composante « batteries » est ajoutée aux composantes « infrastructure » et « carburant ». Celle-ci permet de traduire la valorisation des gains environnementaux sur la réduction de la taille des batteries des poids lourds. En effet, dans cette comparaison de deux options électriques, l'enjeu de décarbonation ne dépend plus aussi sensiblement des émissions à l'usage mais davantage des problématiques amont d'émissions de CO₂ du cycle de vie des batteries et de consommation de matières.

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (**SCENARIO A**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS		0,15	0,2
Bilan de la puissance publique solution RAIL	Bilan global	10,9	7,9
	Composante infrastructure	-0,9	-0,9
	Composante batteries	8,6	7,5
	Composante carburant	3,2	1,3
Bilan de la puissance publique solution CATENAIRE	Bilan global	10,8	7,7
	Composante infrastructure	-1,0	-1,0
	Composante batteries	8,6	7,4
	Composante carburant	3,2	1,3

Bien que nettement inférieur au bilan de la comparaison avec l'option de référence tout diesel, le bilan de la puissance calculé par rapport à l'option de référence électrique « tout batteries » apparaît positif. Les gains pour la puissance publique de la composante « carburant » correspondent aux rentrées fiscales liées à l'induction de trafic à l'échelle nationale. Ils compensent à eux seuls l'impact monétarisé du déploiement de l'infrastructure ERS. La composante « batteries » équivaut à la valorisation d'émissions de CO₂ grossièrement comprises entre 25 et 30 millions de tonnes sur la période d'évaluation (voir aussi une méthodologie différente de chiffrage dans la *fiche 7.2. Bilan de consommation matière : consommation de matière des différentes solutions et comparaison par rapport à la solution électrique sans ERS*).

Comparaison avec l'option de référence électrique « tout batteries » (**SCENARIO B**) ; valeurs en milliards d'euros :

Prix électricité usagers ERS		0,15	0,2	0,22
Bilan de la puissance publique solution RAIL	Bilan global	9,3	6,2	5,0
	Composante infrastructure	-0,9	-0,9	-0,9
	Composante batteries	7,8	6,4	5,8
	Composante carburant	2,4	0,7	0,1
Bilan de la puissance publique solution CATENAIRE	Bilan global	9,0	6,0	4,8
	Composante infrastructure	-1,0	-1,0	-1,0
	Composante batteries	7,6	6,3	5,7
	Composante carburant	2,4	0,7	0,1

L'application du scénario secondaire B ne conduit pas à une variation significative des résultats du bilan de la puissance publique.

Fiche de synthèse n°6.1 : Planning de l'opération

Etablie par Marc Raynal, Cerema – Juillet 2021.

Préambule

Au moment d'écrire ces lignes, la Commission européenne venait d'adopter des objectifs encore plus ambitieux de décarbonation du transport à l'horizon 2030, réduisant les émissions de CO2 par rapport au référentiel de 1990, de 40% à 55%.

Les conséquences pour les constructeurs de poids lourds et leurs utilisateurs sont considérables, car des pénalités très importantes seront appliquées pour les constructeurs et toute la chaîne utilisant des moyens de transports non conformes.

Dans ces conditions, les constructeurs de poids lourds envisagent déjà des solutions tout batterie rechargeable sur borne publique, mais également biodiesel et biogaz, afin de se conformer à ce calendrier réglementaire ambitieux.

Il s'ensuit que les solutions technologiques qui ne seront pas prêtes à l'échéance de 2030, risquent d'être disqualifiées par les transporteurs car ils devront choisir une solution prête à l'emploi, satisfaisant aux textes réglementaires qui s'appliqueront.

C'est pourquoi il est capital pour que la technologie de l'ERS (SYDRE pour système de routes électriques en français) ait une place prédominante sur le marché du transport routier de marchandise (TRM), et que les réseaux SYDRE soient effectivement déployés pour l'échéance de 2029 - 2030.

Le respect de cette échéance est l'objectif essentiel du planning qui est présenté ci-après.

Il est à noter que ce planning, réduit significativement les délais de décision politique constatés sur des projets d'ampleur similaire (le Grand Paris, les multiples LGV, etc...).

La mise en place d'un système de route électrique, va donc nécessiter au niveau de l'Etat, un processus de décision rapide et fluide, pour que ce système, semble-t-il plus prometteur que ses concurrents sur les plans environnementaux, de préservation de la ressource et d'indépendance énergétique, parvienne à se concrétiser.

Phase de mise en place opérationnelle

La première action consiste à mettre en place une équipe projet, relativement pluridisciplinaire pour identifier très tôt l'ensemble des processus de décision qui accompagnera le déroulement du projet depuis son initiation jusqu'à sa concrétisation. Elle comprendra notamment l'identification des besoins nécessaires à la réalisation d'un dossier pour la CNDP, et l'identification des risques connus qui pourraient faire obstacle à l'approbation du projet afin d'anticiper les ressources à mobiliser.

Au titre des obstacles critiques, le projet SYDRE n'ayant de sens que dans un cadre européen, un échange approfondi doit avoir lieu avec nos homologues suédois, allemands, italiens, polonais,

espagnols, et d'une manière générale, avec les pays les plus impactés par le TRM, ainsi que ceux qui sont le plus en pointe sur le SYDRE.

La démarche que nous avons opérée à l'initiative de la DGITM avec la formation de groupes de travail sur une base très large englobant l'ensemble de l'écosystème du TRM, serait également profitable dans les autres pays européens, afin d'aboutir à un choix de technologie de préférence uniforme, sinon à un partage approfondi des besoins de chaque pays, favorisant ainsi un déploiement du SYDRE à l'échelle du Continent.

La présidence française de l'UE au premier semestre 2022, offrira une fenêtre de tir incomparable pour lancer de tels groupes de travail.

Ce deuxième semestre 2021, sera aussi celui de la définition précise de l'opérateur du SYDRE. Doit-on organiser le processus par les concessionnaires autoroutiers, qui prélèveront la redevance énergétique et financeront auprès de RTE les investissements relatifs aux infrastructures électriques, ou doit-on à l'inverse créer un opérateur du SYDRE, qui prélèvera les factures énergétiques auprès des usagers et reversera aux autoroutiers et à RTE la redevance relative aux investissements routiers et technologiques à réaliser sur les infrastructures ? Ce sujet recouvre des aspects techniques par exemple d'uniformisation ou non des architectures électriques, d'uniformisation ou non des modalités de paiement, des aspects fonciers pour les postes de livraison en moyenne tension, des aspects financiers s'agissant du financement global ou non du déploiement de cette technologie, et de la péréquation tarifaire, ou non, à opérer pour un tel service, sachant que l'optimum collectif a peu de chance de coïncider avec les optima individuels de chaque concessionnaire autoroutier.

Ce sujet est crucial pour aborder le renouvellement des concessions autoroutières à l'horizon 2030.

Ce deuxième trimestre 2021 devra également être mis à profit pour réaliser un travail d'approfondissement technique, permettant de fournir les preuves des hypothèses adoptées par les différents groupes de travail et à faire évoluer ces hypothèses le cas échéant. On peut citer par exemple les questions (i) de trafic effectif segmenté de manière plus fine pour les petits camions et les VUL, qui dimensionne l'architecture et le coût de l'infrastructure électrique, (ii) d'affinage des coûts des différentes technologies, (iii) de taille de réseau aux différents horizons et de parts de marché captées par le SYDRE et (iv), de quelques sujets particulièrement critiques touchant notamment à la sécurité des usagers, dénommés les cas zéro dans l'industrie.

Les résultats de ces investigations seront précieux d'une part pour rédiger des premières spécifications techniques du SYDRE, englobantes ou critiques, et d'autre part pour alimenter la réflexion de nos homologues européens, et enfin pour fixer le cadre des renouvellements des concessions autoroutières.

A cet effet deux organismes disposant de plateformes technologiques permettant de réaliser des études et des expérimentations jusqu'à l'échelle 1 pourront être mobilisés, quitte à ce qu'ils externalisent certains travaux : l'Université Gustave Eiffel et le Cerema.

Enfin, dans l'optique de lancer des appels à projet dans le cadre du PIA 4 à partir du début 2022, il sera nécessaire d'une part de les préparer et d'autre part d'aider les acteurs à se préparer à y répondre, ainsi que l'a exposé le GT3. Cette démarche consistera à aider la création de consortia, à même de répondre au besoin d'études et d'expérimentations permettant d'accroître la maturité de chaque technologie, tout en répondant aux besoins de la maîtrise d'ouvrage.

Au mois de décembre 2021, il sera nécessaire que le gouvernement ait fondé sa pleine conscience de l'utilité du réseau SYDRE et décide, ou non, de financer les études préalables à son déploiement, lesquelles devront être engagées début 2022.

Phase de démarrage des opérations

La décision du gouvernement d'avancer sur la technologie du SYDRE et de la financer étant prise, le démarrage des opérations pourra s'enclencher.

Après l'identification des besoins, elle comprendra la réalisation des études nécessaires et le montage des dossiers selon les besoins de la CNDP, afin de présenter les principes généraux et l'étendue du SYDRE, sans qu'il soit nécessaire d'arrêter à ce stade la technologie : induction, rail au sol ou caténaire. Ces dossiers devront notamment aborder la question du raccordement au réseau haute tension (HT) de RTE.

Au cours de cette phase, il sera nécessaire d'interagir avec nos homologues européens, afin de recueillir leurs réflexions, leurs conclusions et nous forger avec eux, une idée claire de la meilleure technologie à même d'assurer le service du SYDRE par rapport aux besoins respectifs de tous les intervenants, les usagers, les transporteurs, l'Etat, les opérateurs.

Il sera alors nécessaire de lancer les appels à projet SYDRE, différenciés par technologie.

Cette phase devra comprendre également le démarrage d'échanges avec les concessionnaires d'autoroute, avec RTE, sur la manière concrète dont le réseau SYDRE pourrait être opéré. Il devra également faire l'objet de groupe de travail pluridisciplinaire incluant les transporteurs, afin que les orientations qui seront prises soient équilibrées et ne favorise pas une catégorie de professionnels au détriment d'une autre.

Parallèlement, les études techniques devront se poursuivre en 2022, afin de préparer d'une part les études environnementales qui seront indépendantes de la technologie, relatives aux raccordements de RTE et aux travaux d'électricité et routiers qui sont communs à l'ensemble des technologies, avec des options spécifiques propres à chaque technologie.

De même, les avants projets routiers par axe, avec des options par technologies, devront démarrer, pour que ceux-ci soient terminés fin 2023, au moment où l'on suppose qu'interviendra une décision européenne en faveur du SYDRE.

Phase de lancement des études opérationnelles et des travaux

Cette phase opérationnelle démarre début 2024. Elle commence d'une part avec l'ingénierie opérationnelle des raccordement haute tension de RTE au réseau du SYDRE et d'autre part avec celle des travaux routiers.

Cette phase opérationnelle bénéficiera des avancées technologiques issues des travaux des appels à projets, notamment concernant l'industrialisation de la technologie retenue sur 2024 - 2025.

Selon le réseau retenu par le GT1, les travaux concerneront 31 axes autoroutiers et routiers pour la phase 2030 et 28 axes autoroutiers et routiers pour la phase 2035.

Les travaux routiers, quelle que soit la technologie retenue, pourraient avancer au rythme de 500 m à 800 m par jour et par atelier. A raison de 20 ateliers sur les 5000 km de réseau de la première phase, soit 1 tous les 250 km, l'ensemble des travaux pourraient être réalisés entre deux et quatre ans, permettant d'aboutir à la mise en service de la première étape en 2029.

Cette phase permettra également de réaliser les enquêtes et évaluation environnementales qui seront très conséquentes, notamment pour établir l'état zéro (la situation antérieure) des projets. C'est pourquoi elle est prévue de 2023 à 2026.

Elle permettra de plus de mener un aspect critique du projet qui est celui des enquêtes foncières et des acquisitions foncières. Afin de ne pas tomber dans les errements du passage systématique devant le juge de l'expropriation pour cause d'utilité publique. Il sera nécessaire, vu l'ampleur du projet et de sa répétabilité, d'avoir recours à un établissement public foncier, dont les moyens sont extrêmement efficaces.

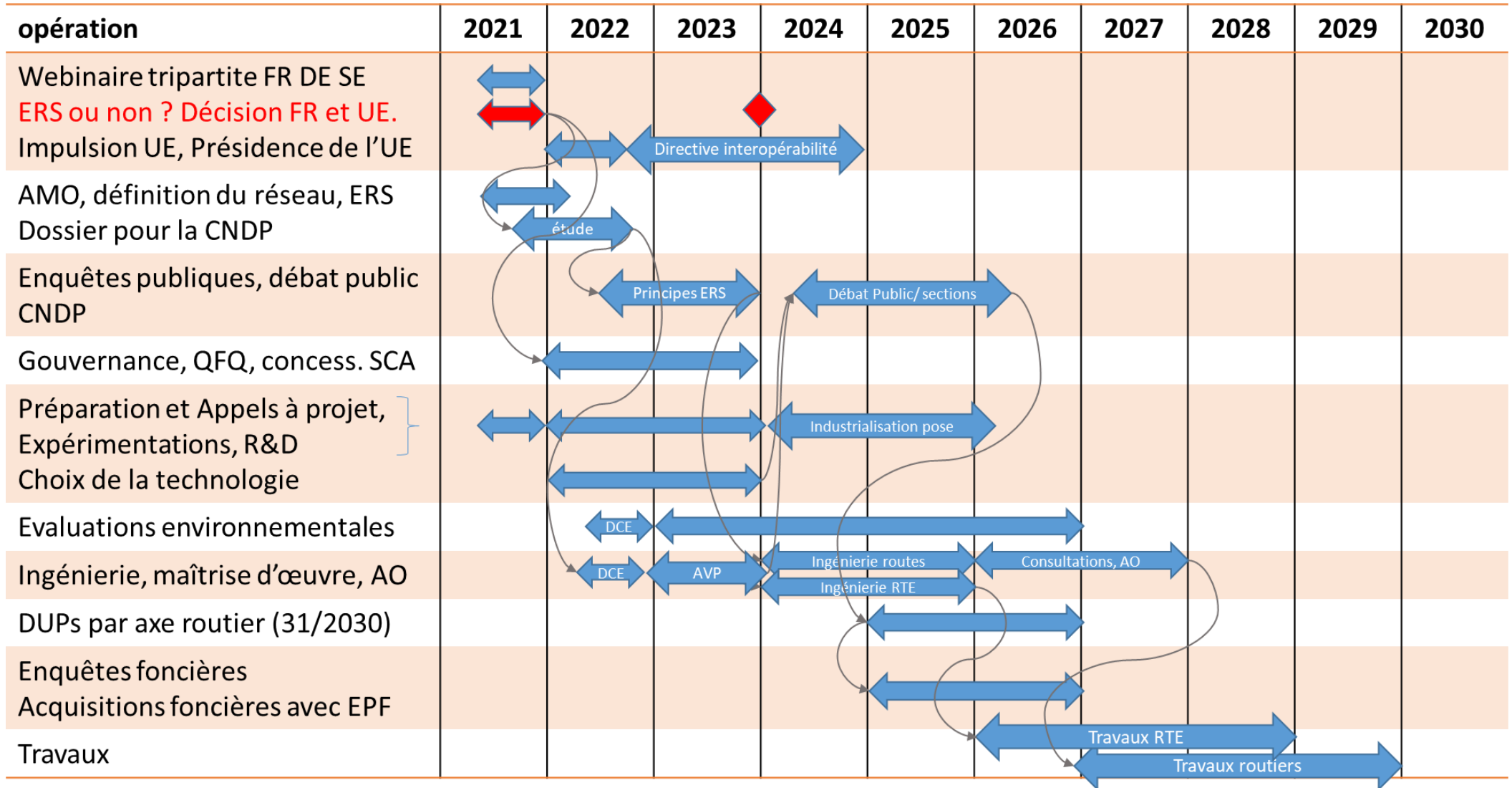
Les expropriations n'affecteront a priori que des parcelles d'un hectare en rase campagne, afin d'y disposer des postes de livraison haute tension – moyenne tension, de 50 MW en moyenne. En zone urbaine, il devrait être possible, sauf exception, de se raccorder à des postes de livraison existants. En tout état de cause, les expropriations en bordure du domaine routier seront exceptionnels car l'ensemble des installations électriques de câblage d'alimentation et de sous station, pourront tenir dans l'emprise du domaine public routier, offrant en général un espace de 7 m au-delà de la bande d'arrêt d'urgence.

Pour les travaux, il est prévu une phase de deux ans au total, pour lancer l'ensemble des consultations en vue d'attribuer les appels d'offres par axe, afin qu'ils puissent se réaliser de manière progressive et séquentielle, sans appeler de surconsommation ponctuelle de ressource, afin de ne pas mettre le secteur du BTP en surchauffe, ce qui aurait pour effet d'augmenter les prix sans contrepartie.

Concernant l'ingénierie des travaux de RTE, il est considéré qu'elle est réalisée en régie par RTE sur deux années incluant le lancement des appels d'offres, puis que les travaux seront menés sur une durée totale de trois ans, en avance de phase sur les travaux routiers, car ceux-ci doivent être mis sous tension pour être réceptionnés puis ouverts au public.

Le planning général des opérations figure page suivante.

Planning général du projet



Fiche 6.1 bis : Macro-planning conduisant à une décision européenne cohérente avec 2030

Quels sont les différents processus européens et les délais envisageables ?

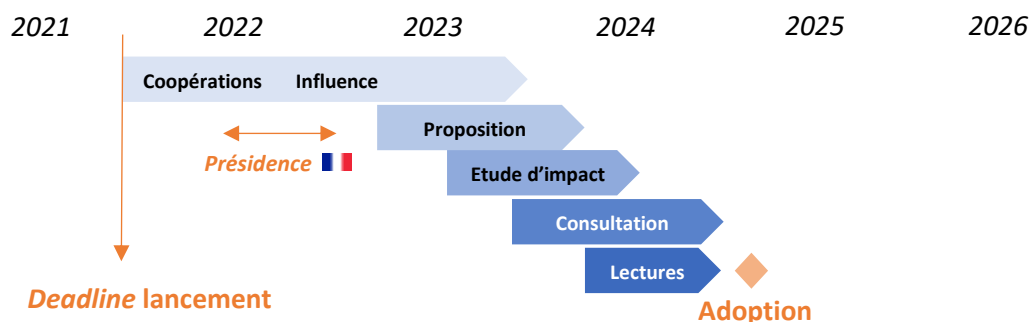
➤ Une place pertinente mais non affirmée de l'ERS dans les objectifs et documents programmatiques européens

La Commission européenne a publié le 9 décembre dernier sa « stratégie de mobilité durable et intelligente ». Les ERS ne sont pas mis en exergue mais ne semblent toutefois pas contradictoires avec les objectifs et enjeux du Pacte vert et du plan de relance *NextGenerationEU*. Il y a donc un contexte relativement neutre vis-à-vis des ERS, en tout cas pas de barrières *a priori* fortes au niveau de la Commission. Pour rappel, un « paquet 55 % » sera présenté à la fin du deuxième trimestre 2021 pour inscrire l'objectif de réduction de 55 % des émissions de GES en 2030 par rapport à leur niveau de 1990 dans la législation européenne.

A l'échelle européenne, la voie législative en vue du déploiement de l'ERS tendrait à prendre en considérations les facteurs principaux suivants :

➤ Des leviers « doux » pour aboutir à une proposition de la Commission européenne

En l'état actuel, il semble que la Commission ne soit pas susceptible d'engager une proposition législative spontanée et prochaine sur les ERS. Des leviers « doux » seraient donc à prévoir de manière à influencer sur les priorités de la Commission. La formation d'alliances et de coopérations internationales (avec l'Allemagne et la Suède notamment) est un facteur d'accélération, si ce n'est un prérequis, aux processus de démonstration de la pertinence de l'ERS. Cette co-construction prend souvent la forme de séminaires techniques multilatéraux, de groupes d'intérêt, de présentations des solutions et de déclarations communes. Une fois le projet inscrit à l'agenda de la Commission, celle-ci fait une proposition législative aux Etats membres, suivie d'une étude d'impact qui dure environ un an. A l'issue d'une consultation des Etats membres et des autres parties prenantes, la proposition est discutée par le Conseil et le Parlement. Les deux institutions aboutissant fréquemment à des textes différents, une phase de trilogue s'ouvre afin de déboucher sur une position commune qui est ensuite traduite et mise en vigueur.



➤ L'opportunité de la présidence française du Conseil de l'Union européenne au 1^{er} semestre 2022

La présidence française du Conseil de l'Union européenne au 1^{er} semestre 2022 est de nature à faciliter les coopérations et à impulser le processus de décision législatif et politique. L'objectif d'une déclaration commune sur les ERS peut être envisagé à cette occasion. La présidence française peut s'avérer un jalon important pour convaincre les autres Etats membres et entrevoir une proposition future de la Commission. En revanche, le devoir de neutralité pendant les 6 mois que dure la présidence pourrait entraver le processus de décision si les discussions ne sont pas engagées *a minima* 6 mois auparavant.

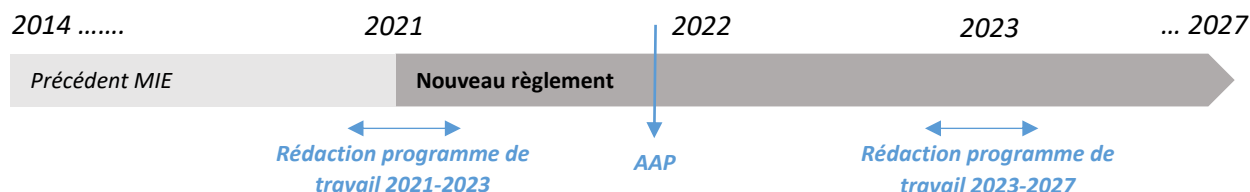
➤ Se rattacher aux leviers « durs » en cours

Dans les processus européens, les directives ou règlements qui fixent des normes aux pays européens sont envisageables mais s'inscrivent dans un temps long (plusieurs années). Trois actes normatifs en cours de révision sont potentiellement mobilisables :

• **Règlement MIE** n° 1316/2013 établissant le mécanisme pour l'interconnexion en Europe :

Incluant, les transports, les télécommunications et l'énergie, son objectif final est d'accélérer l'investissement dans les réseaux transeuropéens (dont RTE-T) et de mobiliser des financements provenant des secteurs publics et privés. L'enveloppe communautaire est de l'ordre de 10 M€ pour la période 2021-2027, dont environ 20 % pour la France, en sachant que la liaison ferroviaire transalpine Lyon-Turin et le canal Seine Nord Europe mobiliseront l'essentiel du budget.

Le règlement MIE, qui constitue en quelque sorte le « bras armé financier » du RET-T, est en cours de négociation pour la période 2021-2027. La phase de trilogue en cours empêche tout levier d'action important à ce stade d'avancement mais le programme de travail pour 2021-2023 est au centre des discussions actuelles (prochain comité le 11 février). L'entrée « carburants alternatifs » serait à privilégier pour financer des projets sur le RTE-T visant à déployer des ERS. Le prochain appel à projets de la période 2021-2027 devrait avoir lieu à la fin de l'année 2021. Le programme de travail 2023-2027, davantage envisageable en termes de calendrier, devrait lui être discuté en 2023.



• **Règlement RTE-T** n° 1315/2013 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2013 sur les orientations de l'Union pour le développement du réseau transeuropéen de transport :

Le règlement fixe les lignes directrices du RTE-T, notamment sur la consistance du réseau et les normes d'interopérabilité. Une étude d'impact a été conduite (un *short impact assessment* a été communiqué dernièrement) et une proposition législative émanant de la Commission devrait

voir le jour à l'été 2021. La fenêtre temporelle est donc très réduite pour véhiculer des objectifs et critères ou inciter à la mise en œuvre d'expérimentations. A noter que seul le réseau central et secondaire du RTE-T est visé par les dispositions du règlement, mais ce périmètre couvre la quasi totalité du RRN.

- **Directive AFID 2014/94** sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs :

Elle encadre le déploiement des infrastructures de distribution des carburants alternatifs, entendus comme les sources d'énergie permettant la réduction des émissions de GES par le secteur des transports. Seuls les réseaux de distribution d'électricité, de gaz naturel, de GPL et d'hydrogène à destination des modes routiers, fluviaux, maritimes et aériens sont visés par les dispositions de la directive.

Le calendrier de révision de la directive AFID est similaire à celui du règlement RTE-T. Le sujet est suivi au MTE par la DGEC et la DGITM/EP. Dans le cadre de la consultation, une réponse à un questionnaire a été formulée par le MTE fin 2020. L'étude d'impact de la directive AFID devrait être publiée prochainement et fera l'objet d'une note des autorités françaises.

Notes : le macro-planning présenté ici est principalement issu d'échanges avec les services compétents du Ministère de la Transition écologique, en amont des travaux du groupe de travail. On notera que la date d'adoption de l'ERS estimée est postérieure à celle envisagée dans le macro-planning principal proposé par le groupe de travail (cf. *fiche 6.1. Macro-planning de déploiement : procédures européennes, études et travaux*).

Fiche n° 7.1 : Coût à la tonne de CO₂ évitée

OBJECTIF : Calculer un indicateur de coût à la tonne de CO₂ évitée des ERS.

RESULTATS : Dans le cas de l'option de référence diesel, le coût à la tonne de CO₂ évitée est de l'ordre de **80-100 € selon la solution**. En revanche, la comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie conduit à des valeurs très élevées.

1. Résultats de la réduction des émissions de CO₂

Le tableau ci-après indique l'ordre de grandeur du potentiel de réduction des émissions de CO₂ à l'échelle nationale lié à la mise en service des ERS sur la période 2030-2060.

Estimations sommaires des **tonnes de CO₂ évitées sur la période 2030-2060** ; prix de l'électricité sur les ERS de 0,2 €/kWh ; scénarios principaux A ; **valeurs en tonnes** :

Prix électricité usagers ERS (kWh)	0,2
Réduction de CO ₂ par rapport à l'option de référence DIESEL (PL uniquement)	450 000 000
Réduction de CO ₂ par rapport à l'option de référence ELECTRIQUE (PL uniquement)	23 000 000

La comparaison avec l'option de référence électrique longue autonomie souligne la valorisation des gains environnementaux sur la réduction de la taille des batteries des poids lourds, renvoyant aux problématiques amont d'émissions de CO₂ du cycle de vie des batteries et de consommation de matières. S'agissant de la comparaison avec l'option diesel, la réduction de la pollution des carburants explique la quasi-totalité du gain environnemental, l'impact du déploiement de l'infrastructure étant négligeable (cf. *fiche 5.1. Bilans par acteur*).

2. Valorisation monétaire des émissions de CO₂

A la suite des conclusions de la commission Quinet (2019), le coût de la tonne de CO₂ (ou CO₂-équivalent) suit la trajectoire suivante (voir ci-contre) : 246 €₂₀₁₅ en 2030, 491 €₂₀₁₅ en 2040, 762 €₂₀₁₅ en 2050, et 1184 €₂₀₁₅ en 2060. La valeur tutélaire du carbone évolue selon un rythme linéaire entre 2030 et 2040. Au-delà de 2040, le coût du carbone augmente au rythme de 4,5 % par an.

La valorisation monétaire actualisée des émissions de CO₂ est une composante principale du bilan de la puissance publique (voir résultats en fin de *fiche 5.1. Bilans par acteur*).

Années	Coût CO ₂		
2029	222	2046	639
2030	246	2047	668
2031	271	2048	698
2032	295	2049	729
2033	320	2050	762
2034	344	2051	796
2035	369	2052	832
2036	393	2053	870
2037	418	2054	909
2038	442	2055	950
2039	467	2056	992
2040	491	2057	1037
2041	513	2058	1084
2042	536	2059	1133
2043	560	2060	1184
2044	585		
2045	612		

3. Calcul du coût à la tonne de CO₂ évitée

Outre le potentiel de réduction des émissions de GES, la pertinence sociale et économique des mesures de décarbonation peut s'appuyer sur un coût de mise en œuvre par tonne de CO_{2eq}. Cet indicateur permet une **comparaison entre des projets de nature différente** et une **mise en exergue des mesures prioritaires de par leur efficacité**.

Il n'existe pour l'heure pas de méthode recommandée dans le référentiel d'évaluation des projets de transport du ministère chargé des transports. Le groupe de travail ne s'est par ailleurs pas penché sur les considérations méthodologiques du calcul du coût à la tonne de CO₂ évitée. En revanche, le rapport de la Commission Quinet (2019) définit le **coût d'abattement** comme l'écart de coût actualisé entre l'action de décarbonation et la solution de référence équivalente, rapporté aux émissions de gaz à effet de serre évitées par l'action.

Ainsi, nous avons considéré pour construire cet indicateur les coûts d'investissement en infrastructure de ERS, y compris les raccordements au réseau électrique haute tension, ainsi que les coûts d'entretien, de maintenance et de renouvellement annuels. L'écart de coûts est actualisé mais pas les émissions, si bien que le coût d'abattement ne dépend que du volume total abattu, non de la chronique détaillée des abattements.

Les résultats des coûts d'abattement sont les suivants (scenarios A, PL uniquement) :

Prix électricité usagers ERS (kWh)		0,2
Option de référence DIESEL	Coût d'abattement de la solution RAIL (€)	100
	Coût d'abattement de la solution CATENAIRE (€)	80
Option de référence ELECTRIQUE	Coût d'abattement de la solution RAIL (€)	1 850
	Coût d'abattement de la solution CATENAIRE (€)	1 530

Données d'entrée pour le GT1 – « Décarboner le transport routier de marchandises par l'ERS »

Fiche thématique 7.2 : Consommation de matières par les infrastructures de l'ERS

Date : juillet 2021

Auteurs : Fabien Perdu et Pierre CHANIOT

Objectif de la démarche : L'intérêt majeur de l'ERS est de diminuer le recours à des matières rares, chères et parfois polluantes. Dans cette fiche, on s'intéresse à la consommation de matière nécessitée par les infrastructures de l'ERS et à la consommation de matière évitée grâce à la réduction de la taille des batteries permise par l'ERS.

1) Résultats technologie par technologie

Scénario: 1 km, 1 voie, 1 sens, 2MW/km - Quantités en kg							
		Siemens	Alstom	Evias	Elon Road	Electreon	IPT
Sous-station (conteneur, redressement, commutation, transformateur)	Contreplaqué	24	24		24		
	Panneaux en bois	201	201		201		
	Béton	336	336		336		
	Acier	1393	1393		1393	700	
	Aluminium	20	20	5	20	2200	
	Cuivre	705	705	50	705	600	
	Tôle magnétique	760	760		760		
	Plastiques, Résine époxy etc.	69	69		69		
Céramique	6	6		6			
Autre matériel	49	49		49			
Caténaire	Cuivre	1340					
	Bronze	1060					
	Acier	138					
Mâts	Béton	0					
	Acier	36498					
	Aluminium	400					
Alimentation latérale	Plastiques	0	380				380
	Caoutchouc	0	5400				5400
	Aluminium	442	0	9942	400		0
	Béton	0	18000				18000
	Cuivre	0	2300	314		2500	2300
	Fonte	0	4000				4000
	Hardware	0	1300				1300
	Résine	0	3900				3900
Piste d'alimentation	EPDM	0	30000				
	Résines	0	9500				
	Cuivre	0	70		600		
	Plastique	0	0		500		
	Electronique	0	0	0	300		
	Aluminium	0		2160	23000		
	Caoutchouc	0	150		2200		
	Acier inoxydable	0		10920	6000		
Segments de bobine	Acier	0	22000	630			
	Cuivre					2000	9140

Tous les fournisseurs de technologie ont été sollicités pour chiffrer la consommation de matière associée à leur infrastructure. Il leur a été demandé de chiffrer le scénario suivant : 1km de voie, 1 voie, 1 sens et 2MW/km. Siemens, Alstom, Evias, Elon Road Electreon et IPT ont répondu. Dans le tableau suivant, les quantités de matières associées à la partie « Sous-station (conteneur, redressement, commutation, transformateur) sont issues des données de Siemens pour Siemens, Alstom et Elon Road. Cette approximation a été faite avec l'accord de chacun des 3 fournisseurs. Pour IPT, les chiffres pris pour l'alimentation latérale sont ceux d'Alstom.

Remarquons tout de suite qu'après avoir pris en compte les chiffres de Siemens pour les sous-stations de Siemens, d'Alstom et d'Elon Road, on peut visiblement classer les technologies par ordre décroissant de détails donnés : Alstom, Siemens, Elon Road, Evias puis IPT et Electreon. Les chiffres de Siemens semblent en effet un peu minimalistes pour l'alimentation latérale, ceux d'Elon Road également. Par ailleurs, les chiffres d'Evias semblent étonnamment faibles ou lacunaires en ce qui concerne la sous-station et l'alimentation latérale. Electreon semble de son côté s'être circonscrit à ne chiffrer que les postes principaux de consommation de matière. IPT n'a chiffré que le cuivre nécessaire au circuit primaire de l'induction mais ce chiffre est a priori précis (section de câble et linéaire nécessaire pour équiper un kilomètre).

II) Résultats macroscopiques et points de comparaison

Utilisons maintenant les chiffres ci-dessus pour extrapoler les consommations de matières et les émissions de CO2 de l'ERS à l'échelle de la France. On sait d'après la fiche thématique 1.1 ter -

Hypothèses fondamentales, pré-dimensionnement de l'ERS et interopérabilité que la puissance moyenne de dimensionnement pour le périmètre 2030 est de 2,1 MW/km. Cette puissance est de 1,7 MW/km pour le périmètre 2035. On va donc considérer en première approximation que le scénario chiffré ci-dessus

(2 MW/km) nous permet d'obtenir une extrapolation correcte de la quantité de matière utilisée à l'échelle de tout le territoire et des émissions de CO2 associées.

Les quantités de matériaux non métalliques sont visiblement renseignées de manière très inégale entre les fournisseurs et c'est pourquoi nous allons séparer dans notre approche les matériaux métalliques et les matériaux non métalliques.

Pour comparer la consommation de matériaux utilisés dans les infrastructures de l'ERS avec la consommation de matériaux évitée par la réduction de la taille des batteries, on se réfère au sous-groupe « Modèle économique des transporteurs ». Celui-ci a considéré que la taille des batteries des camions de 40 tonnes équipés pour l'ERS sera de 360 kWh tandis que la taille des batteries des camions non équipés pour l'ERS sera de 1200 kWh. Pour obtenir un chiffre réaliste sur les économies de batteries réalisés, on considère que l'économie réalisée sur la taille de la batterie est proportionnelle au PTAC du véhicule et vaut 1200 kWh – 360 kWh = 840 kWh pour un camion de 40 tonnes. On obtient alors les résultats suivants en se référant au parc de poids lourds au 1^{er} janvier 2020¹ :

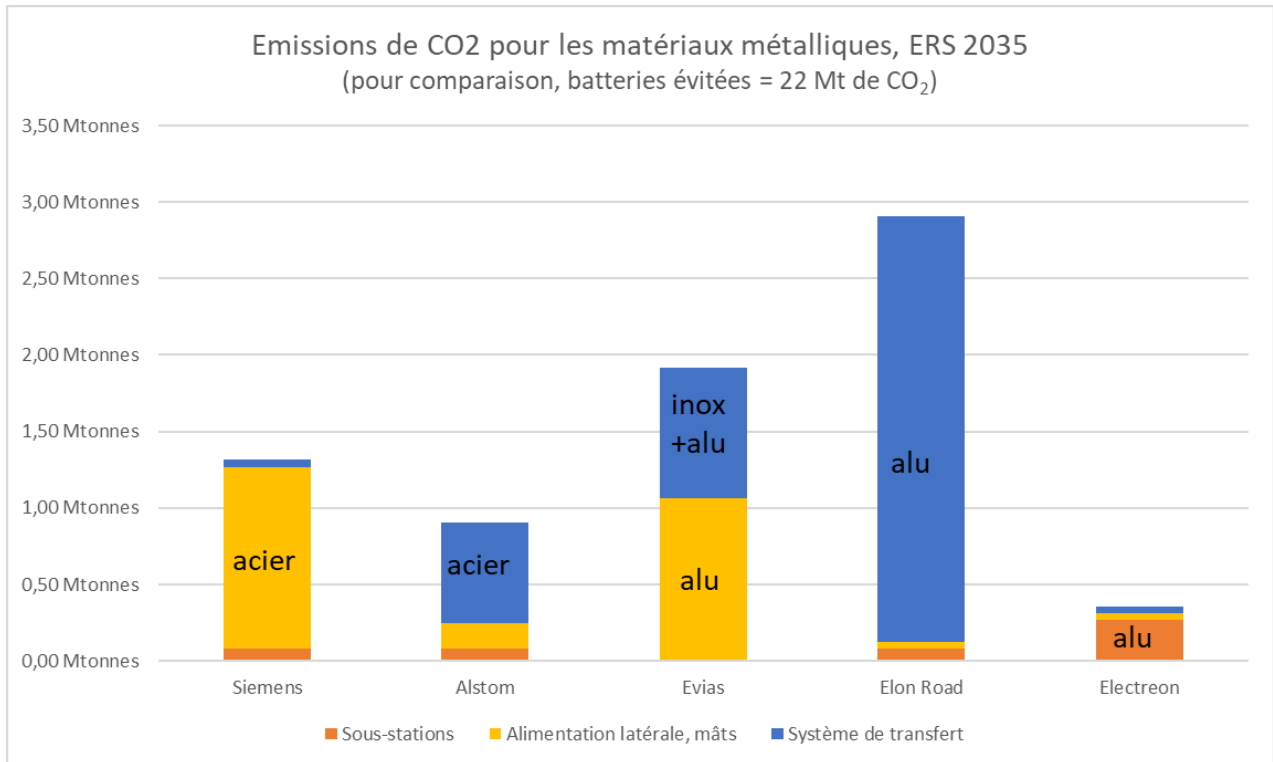
Parc de poids lourds, au 1er janvier, selon le PTAC	2020	PTAC		Gain en batterie	
		moyen	par PL	au Total	
	tonnes	kWh	kWh		
Ensemble poids lourds	601 040			321 118 896	
Camions	305 320			113 844 150	
<=7.5T	20 200	5,0	105,0	2 121 000	
7.6-12T	46 850	9,8	205,8	9 641 730	
13-19T	123 810	16,0	336,0	41 600 160	
20-26T	77 000	23,0	483,0	37 191 000	
27-32T	37 080	29,5	619,5	22 971 060	
>32T	380	40,0	840,0	319 200	
Tracteurs routiers	217 360	40,0	840,0	182 582 400	
VASP lourds	78 370			24 692 346	
<=7.5T	15 240	5,0	105,0	1 600 200	
7.6-12T	15 770	9,8	205,8	3 245 466	
13-19T	28 570	16,0	336,0	9 599 520	
20-26T	14 100	23,0	483,0	6 810 300	
27-32T	2 280	29,5	619,5	1 412 460	
>32T	2 410	40,0	840,0	2 024 400	

L'économie totale réalisée est de 321 GWh de batteries, correspondant à 22 millions de tonnes de CO2.

1 <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-parc-de-poids-lourds-en-circulation-est-stable-au-1er-janvier-2020>

1) Emissions de CO2

En considérant 8 500 km de linéaire équipé à 80% (périmètre 2035), on peut obtenir le graphique suivant:



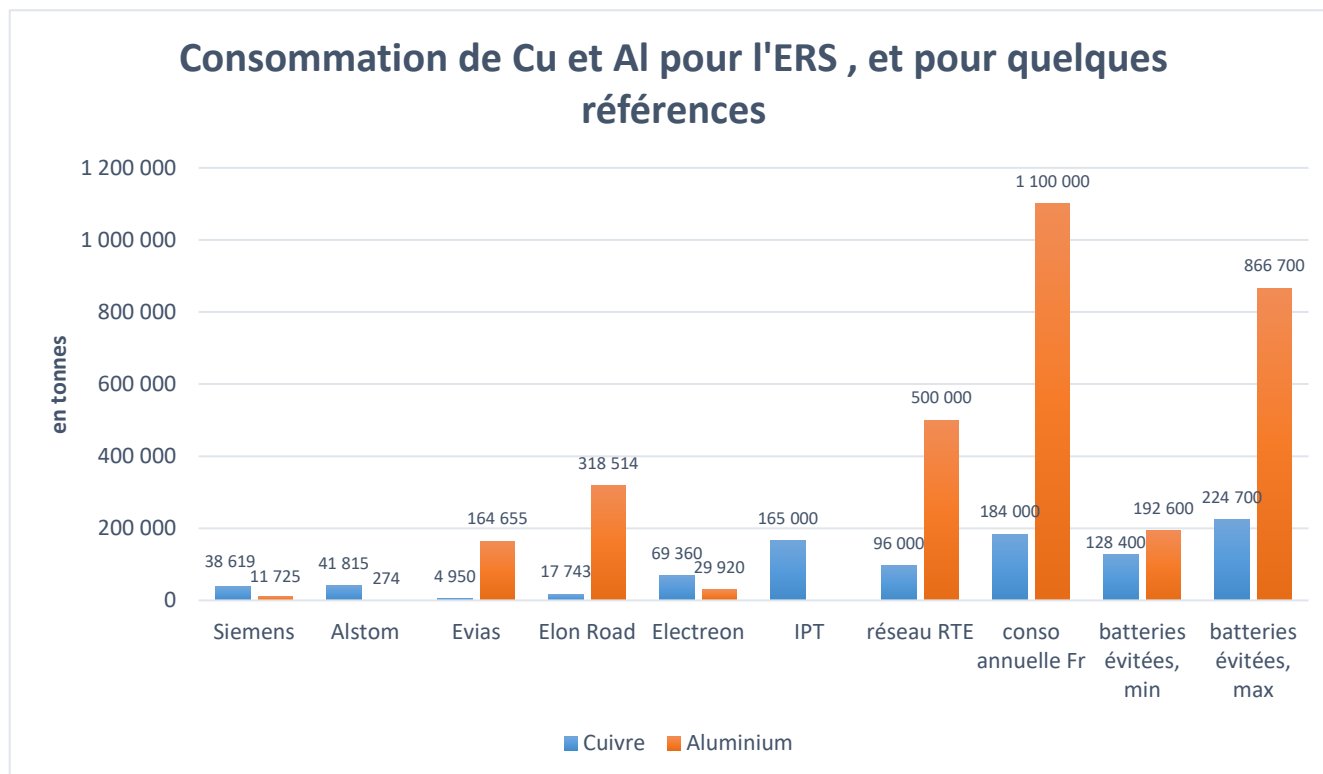
Les différences de précision dans les données de chaque technologie ne permettent pas de comparer sérieusement les émissions de CO₂ pour les matériaux non métalliques. Le travail détaillé d'Alstom nous permet cependant de retenir que l'ordre de grandeur de ces émissions est de **2,5 Mtonnes de CO₂**.

On peut obtenir de ces comparaisons deux conclusions :

- Les émissions de CO₂ liées à ces matériaux sont inférieures **de plus d'un ordre de grandeur** à celles que l'on gagne à équiper les camions de batteries plus petites.
- En revanche, il est délicat de comparer les technologies entre elles car le niveau de détail des réponses diffère suffisamment pour qu'il soit hasardeux de conclure.

2) Consommation de matières

En considérant à nouveau 8 500 km de linéaire équipé à 80% (périmètre 2035), on peut obtenir le graphique suivant :



- Dans le pire des cas, toutes technologies confondues, la consommation d'aluminium nécessaire pour mettre en place l'ERS représente 29% de la consommation française annuelle.
- Pour la conduction: dans le pire des cas (Alstom), la consommation de cuivre représente 10 % de la consommation française annuelle de cuivre.
- Pour l'induction : dans le pire des cas (IPT), la consommation de cuivre représente 90% de la consommation annuelle française.
- **Les solutions conductives et inductives se différencient nettement par la quantité de matière qu'elles exigent. La mise en place de la solution induction sur l'ensemble du périmètre 2035 impliquerait une consommation de cuivre considérable (165 000 tonnes) soit près de 90% de la consommation annuelle française.**