

Approvisionnement en énergie renouvelable 24/7 pour la mobilité électrique de la Ville de Paris

Rapport d'étude



Avant-Propos

L'étude présentée dans ce rapport est une étude commandée par le C40 dans le cadre du programme *24/7 Carbon-free Energy for Cities* rendu possible par le soutien généreux de Google, et réalisée par le consortium constitué d'Artelys et d'EY. L'étude a été réalisée pour et avec l'appui de la Ville de Paris.

Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation sont les résultats des analyses réalisées par Artelys et EY et n'engagent aucunement C40 et la Ville de Paris.

Auteurs

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- | Artelys: Felipe Gonzalez Venegas, Guilherme Nascimento, Maxime Chammas
- | EY : Edouard Bouchard, Corentin Gaudaire, Elodie Randrema

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est un acteur de référence mondial en modélisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

Le département d'EY Climate Change & Sustainability travaille dans le domaine du développement durable depuis 25 ans, au service des entreprises de tous secteurs et des pouvoirs publics. Notre équipe est pluridisciplinaire et composée de scientifiques et d'ingénieurs, d'économistes, d'auditeurs financiers, d'avocats, de conseillers en matière de réglementation et de politique, et d'anciens responsables du développement durable dans des entreprises internationales.

Contacts:

- Felipe Gonzalez Venegas, felipe.gonzalez-venegas@artelys.com;
- Elodie Randrema, elodie.randrema@fr.ey.com.

Synthèse

La Ville de Paris, en tant que membre du C40, est engagée dans la lutte contre le changement climatique, et depuis 2015 elle s’approvisionne en électricité 100% renouvelable pour la consommation municipale. L’achat de garanties d’origine permet de certifier que l’équivalent de la quantité d’électricité consommée au niveau annuel a été produite par des sources renouvelables (éolienne, photovoltaïque PV, hydro). Cependant, ce schéma d’approvisionnement en énergie renouvelable ne tient pas compte de la production renouvelable en **temps réel**, production variable et qui n’est pas nécessairement disponible à toute heure, ce qui signifie que l’approvisionnement en électricité n’est pas directement réalisé par cette production.

Pour combler les limites de cette approche, des initiatives telles que le *24/7 Carbon-Free Energy* ont été lancées, avec l’objectif de s’assurer que chaque kilowattheure consommé a été produit par des sources décarbonées à **chaque heure de l’année**. Dans ce contexte, la présente étude a été lancée par le C40 et la Ville de Paris, grâce au programme *24/7 Carbon-Free Energy for Cities* rendu possible par le soutien généreux de Google.

Objectifs et méthodologie

Cette étude a pour objectif d’identifier l’applicabilité de l’approche 24/7 énergies renouvelables (**24/7 EnR**) à la mobilité électrique dans la Ville de Paris, avec une attention spéciale au rôle de la **flexibilité de la recharge**, pour s’adapter à la variabilité de la génération renouvelable.

Cette étude est composée de deux phases :

- | L’évaluation de la demande électrique de mobilité dans le périmètre géographique de la Ville de Paris aux horizons 2022, 2030 et 2050, et le calcul des **scores EnR** en supposant que l’énergie consommée provient contractuellement du **réseau national**, pour différents niveaux de flexibilité de la recharge.
- | Le dimensionnement des capacités de production EnR et flexibilités dédiées avec lesquelles la Ville de Paris contractualiserait pour répondre à un niveau de score EnR minimal.

Qu’est-ce le score EnR?

Le **score EnR** est une mesure du taux de couverture de la demande électrique de mobilité par la génération renouvelable **avec un pas de temps horaire**. Le score EnR est calculé sur une année complète (8760 heures).

Ces analyses ont été réalisées pour l’année 2022, en s’appuyant sur des données historiques de production à l’échelle Européenne, et pour les années 2030 et 2050 en s’appuyant sur des simulations avec [Artelys Crystal Super Grid](#) du système électrique Européen basées sur les hypothèses des

scénarios prospectifs N2 (EnR modérées) et M23 (EnR élevées) de l'étude [Futurs Energétiques de RTE](#)¹. Ces données historiques et résultats de simulations ont été utilisés pour calculer des **facteurs EnR** à chaque heure de l'année (la part de production renouvelable dans un kilowattheure consommé à une heure donnée).

Résultats clés

Une demande de mobilité avec une croissance rapide, dominée par les véhicules particuliers

Les volumes de demande électrique de recharge de mobilité ont été estimés pour l'année 2022 et projetés aux horizons 2030 et 2050. Cette demande inclut la mobilité publique et privée, incluant véhicules particuliers, utilitaires légers, bus, taxis et VTCs. La demande électrique de mobilité devrait croître rapidement dans les années à venir. Dans les projections considérées, elle atteint 450 GWh en 2030, soit dix fois plus que la demande de 2022 (46 GWh). Cette croissance est liée à une électrification rapide des véhicules particuliers, tant en recharge résidentielle que publique, en ligne avec l'objectif de la Ville de Paris de mettre fin à la circulation des véhicules à combustion à 2030. A l'horizon 2050, l'augmentation de l'électrification se poursuit, mais la demande reste à des niveaux similaires qu'en 2030, certains cas d'usage (recharge résidentielle, bus, taxis) voyant une réduction de leur demande en raison d'une diminution du rôle des véhicules particuliers dans la mobilité de la ville, et grâce aux progrès technologiques.

Notons que cette demande d'électrification de la mobilité (450 GWh) reste faible par rapport à la demande totale de la Ville de Paris (450 GWh représente aujourd'hui seulement 3,5% de la demande actuelle de la Ville, de 13 TWh en 2021)

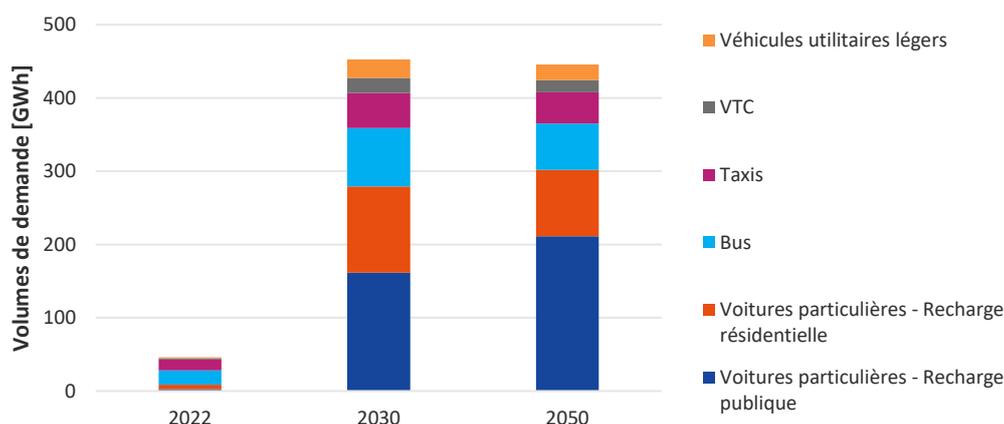


Figure 1 Volumes de recharge de mobilité en 2022, 2030 et 2050 dans le périmètre de la Ville de Paris

¹ Le scénario N2 considère le lancement d'un programme rapide de construction de nouveaux réacteurs nucléaires en France, atteignant 39 GW en 2050. Le scénario M23 ne considère pas des nouveaux réacteurs nucléaires en France, avec le nucléaire existant représentant seulement 16 GW en 2050. Il faut noter que les deux scénarios considèrent un développement fort et rapide des énergies renouvelables.

La flexibilité de la recharge permet le couplage avec la génération solaire, mais risque de faire augmenter la demande de pointe de la Ville

Trois scénarios contrastés de flexibilité de la recharge ont été considérés pour calculer les courbes de demande au pas horaire, pour les horizons 2030 et 2050 :

- | **Référence** : Recharge non-contrôlée. La recharge se fait dès que le véhicule est connecté.
- | **Flex** : Recharge intelligente (smart charging) pour une partie des usages. Cette recharge dite intelligente cherche à maximiser le score EnR.
- | **Flex+** : Part de recharge intelligente plus importante et recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-grid, V2G) pour une partie des usages, et une recharge davantage en journée pour les usages résidentiels et bus, pour les coupler avec la production PV.

La recharge flexible permet notamment de décaler la recharge aux périodes de la journée avec une plus forte production renouvelable, principalement en milieu de journée étant donné la production photovoltaïque dans les systèmes électriques Français et Européen (voir les courbes de recharge en 2030 dans la Figure 2).

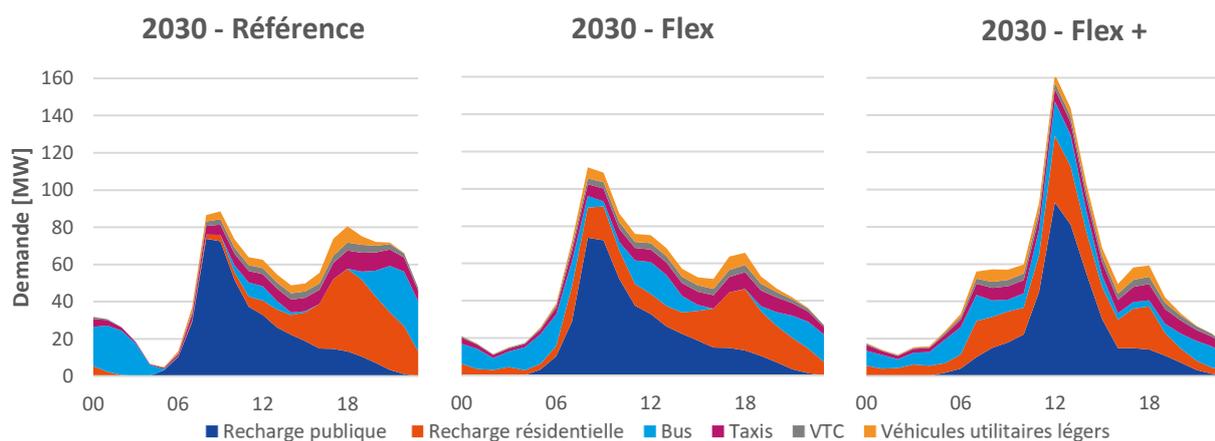


Figure 2 Profil horaire moyen pour la Ville de Paris en 2030, pour trois scénarios de flexibilité

La demande de pointe à l'échelle de la Ville de Paris arrive en effet entre 10-12h pendant les jours de vague de froid en hiver (la pointe historique est d'autour 3500 MW). La demande de mobilité peut ainsi faire augmenter la demande de pointe de la Ville, entre 3% et 5% en 2030 pour le scénario de Référence et Flex+ respectivement. A l'horizon 2050, la demande de pointe additionnelle pourrait atteindre +10% de la pointe en 2022, dans le scénario Flex+.

Cette augmentation de la demande de pointe pourrait créer des congestions dans le réseau local nécessitant des investissements pour renforcer le réseau (e.g., des nouvelles lignes ou transformateurs). De premières estimations montrent que les coûts additionnels de renforcement réseaux pourraient atteindre de l'ordre de +2M€/an pour le scénario Flex, et jusqu'à +6M€/an pour le scénario Flex+, par rapport au scénario Référence en 2030. Notons que ces impacts sont plus importants dans le scénario Flex+ car les profils de recharge ont été optimisés pour maximiser la consommation EnR et non pour limiter les impacts sur le réseau (par exemple en lissant les pointes).

Ces valeurs montrent l'importance de développer des stratégies de recharge intelligente qui prennent en compte la réalité physique des réseaux électriques. Des expérimentations ont été déjà menées par des opérateurs de réseau de distribution, notamment Enedis, pour démontrer la faisabilité technique et comportementale du pilotage de la recharge. Ainsi, il est d'espérer qu'aux horizons 2030 et 2050, des mécanismes de gestion de la recharge pourraient être mis en place pour limiter les pointes sur le réseau.

Notons que l'analyse effectuée reste un cas extrême qui maximise l'impact négatif de la charge des véhicules électriques sur le réseau, impact qui reste contrôlé même dans cette évaluation (augmentation de l'ordre de 10% entre 2022 et 2050 dans le cas le plus négatif). La problématique de développement du réseau nécessite de réaliser des analyses holistiques qui intègrent les évolutions des autres secteurs de demande électrique, de l'intégration des EnR au niveau local, ainsi que les marges existantes sur le réseau actuel, ce qui n'est pas pris en compte dans cette analyse. En fonction des marges du réseau et de l'évolution des autres secteurs, la flexibilisation de la mobilité électrique pourrait ne pas induire des tensions supplémentaires sur les réseaux.

La flexibilité de la recharge a un impact limité sur les scores EnR dans un cas où l'on suppose que l'énergie consommée provient (contractuellement) du réseau national. .

Les scores EnR de la mobilité sont très proches de la production renouvelable moyenne du mix national, comme montré dans le tableau ci-dessous. Les scores EnR passent d'environ **26% en 2022**, à **35%-39% en 2030** et entre **65% à 86% en 2050** selon le scénario du développement du mix électrique français. Ainsi, on observe une amélioration du score EnR en ligne avec l'intégration de la production renouvelable en France et en Europe.

La flexibilité de la recharge permet d'augmenter les scores EnR, en adaptant la consommation aux profils de production renouvelable du réseau national, mais seulement de quelques pourcents (+2% à +5% selon le mix de production et scénario de flexibilité). Cela est principalement dû à la part conséquente de la production nucléaire dans le mix électrique français, qui ne permet pas d'atteindre des scores EnR élevés. Il faut noter cependant que la part d'électricité décarbonée en France est très élevée dans les scénarios considérés (>98% dès 2030), et qu'une approche 24/7 représente dans ce contexte des impacts limités en termes d'émissions CO₂.

Un approvisionnement en énergie issue contractuellement du réseau national ne permet pas d'atteindre les objectifs de part renouvelable de la Ville de Paris, même avec un fort développement de la flexibilité de la recharge. Il est donc nécessaire d'investir dans (ou de contractualiser avec) des moyens de production renouvelables dédiés pour atteindre des scores EnR plus élevés.

Tableau 1 Scores EnR de la mobilité en 2022, 2030 et 2050 pour les trois scénarios de flexibilité

Scénario	Facteur EnR moyen		Scores EnR		Objectifs de la Ville de Paris
	du réseau	Référence	Flex	Flex+	
2022	26,8%	26,9%	-	-	-
2030	34,3%	35,5%	37,4%	39,5%	45%
2050 – EnR modérées	62,6%	64,9%	68,3%	70,2%	100%
2050 – EnR élevées	84,2%	85,5%	87,6%	88,7%	

La contractualisation avec des actifs dédiés permet d’atteindre les objectifs de la Ville de Paris à 2030, avec des surcoûts faibles

Les capacités de production EnR et de flexibilités nécessaires pour atteindre des objectifs de score EnR ont été identifiées pour 2030 avec un modèle d’optimisation. Les capacités installées et les coûts associés des productions et flexibilités avec lesquelles la Ville de Paris contractualiserait sont présentés dans la Figure 3 et la Figure 4.

Pour atteindre l’objectif de la Ville de Paris de 45% de score EnR, il est nécessaire de contractualiser avec entre 30 et 40 MW des capacités éoliennes, qui permettent de couvrir 14% à 18% de la demande de mobilité (au pas de temps annuel). Cette contractualisation entraîne un faible surcoût par rapport à une configuration où l’énergie consommée proviendrait contractuellement du réseau national (entre +400 to +700 k€/an, soit une augmentation entre +2% à +3%). Des scores EnR plus élevés sont aussi atteignables avec une contractualisation avec des capacités EnR plus importantes, avec des surcoûts croissants mais modérés. Ainsi, il est possible d’atteindre des scores de 75% avec des capacités EnR produisant entre 85% et 91% de la demande de mobilité. Il faut noter que pour atteindre ces niveaux de score EnR, il n’est pas nécessaire de contractualiser dans des moyens de flexibilité tels que les batteries.

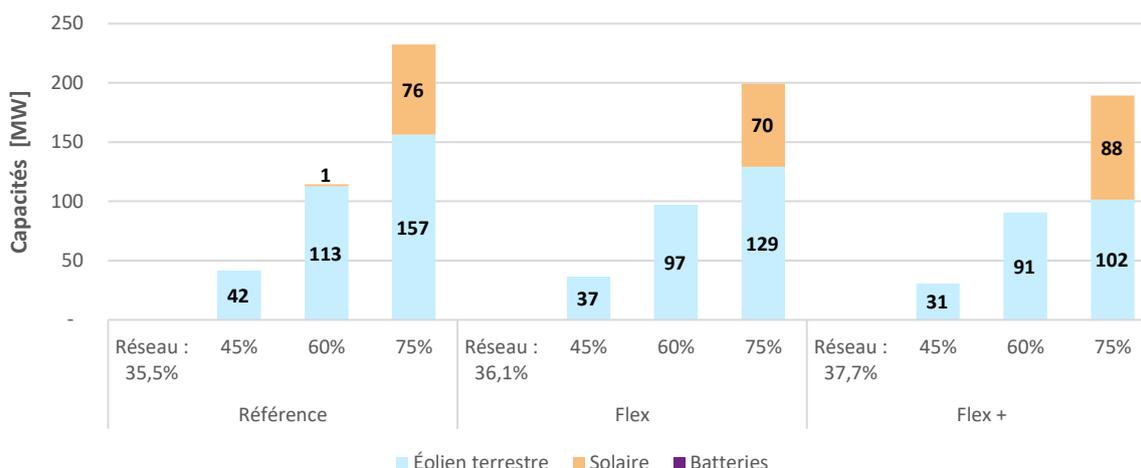


Figure 3 Mix de capacité EnR et batteries à horizon 2030, et pour les trois objectifs de score EnR considérés

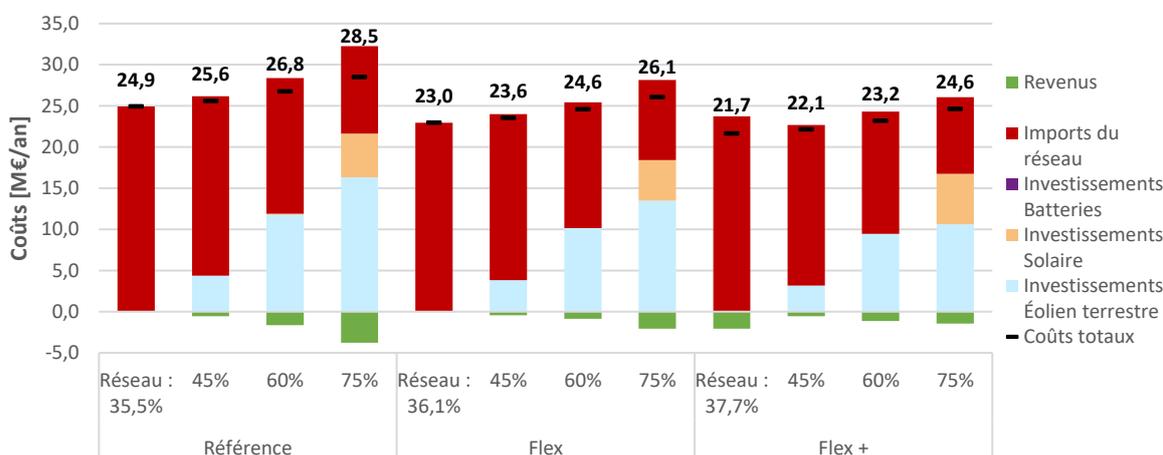


Figure 4 Coûts totaux d'approvisionnement à horizon 2030 pour les différents objectifs de score EnR

La flexibilité de la recharge peut offrir des avantages significatifs, en réduisant les capacités EnR nécessaires pour atteindre un objectif de score EnR donné, et en réduisant les coûts d'approvisionnement. Les gains économiques générés par la flexibilité de la recharge peuvent même compenser les coûts supplémentaires des contrats d'approvisionnement en énergies renouvelables. Par exemple, il serait moins coûteux d'atteindre un score EnR de 60 % avec une recharge flexible (scénario Flex) et un contrat d'approvisionnement en EnR que d'avoir un approvisionnement en énergie provenant contractuellement du réseau national, sans recharge flexible (scénario Référence, avec un score EnR de 35%).

Notons toutefois que les avantages économiques de la flexibilité de la recharge (environ 2 M€ pour le scénario Flex, et entre 3 à 4 M€ pour le scénario Flex+ de réduction des coûts d'approvisionnement) ne peuvent être maintenus que si la flexibilité n'induit pas des contraintes supplémentaires sur le réseau local.

A l'horizon 2050, atteindre un score EnR de 100% présente une grande complexité

Les capacités à contractualiser nécessaires pour atteindre des scores EnR de 90 %, 95 % et 100 % (objectif de la Ville en 2050) sont présentées dans la Figure 5. Atteindre des scores EnR plus élevés nécessite de contractualiser avec davantage de capacités renouvelables et de limiter la dépendance du réseau national, qui a une part considérable de production nucléaire (environ 35 % du mix français pour le scénario *EnR modérées*). Atteindre un score EnR de 90 % nécessiterait entre 222 et 318 MW de capacités renouvelables, produisant entre 78 % et 137 % des besoins énergétiques de la mobilité au niveau annuel. Les capacités nécessaires augmentent rapidement, entre +40% et +70% pour atteindre un score EnR de 95%, et plus de 6 à 9 fois pour atteindre un score EnR de 100%. Cela est dû au fait qu'il est nécessaire d'assurer l'approvisionnement en énergie pendant toutes les heures de l'année, incluant les périodes de faible production renouvelable. Cela montre **une complexité croissante pour assurer l'approvisionnement uniquement par des énergies renouvelables à chaque heure de l'année, en particulier pour les derniers pourcents.**

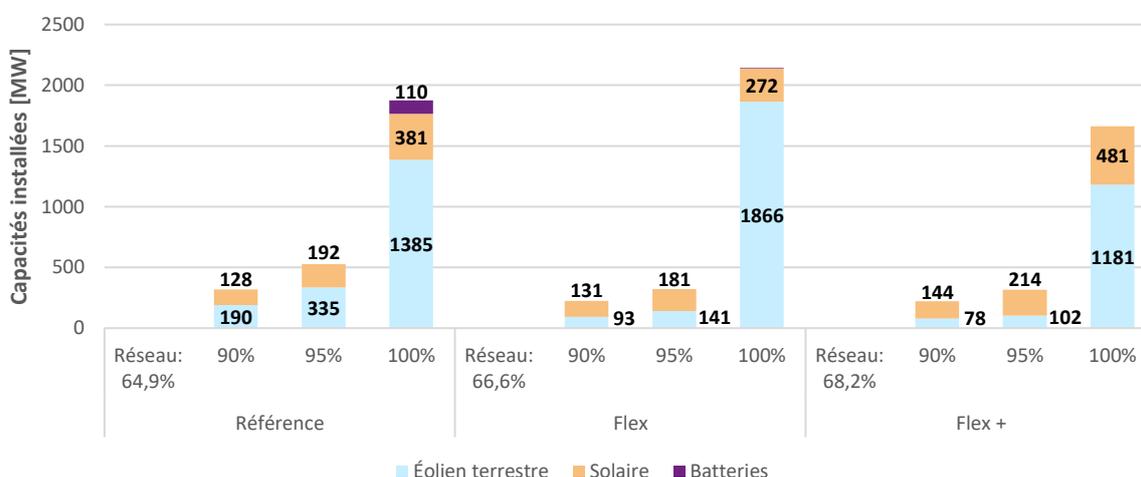


Figure 5 Capacités installée photovoltaïque, éolienne et batteries pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2050 dans le scénario du mix électrique N2, et pour les trois objectifs de score EnR considérés

La filière renouvelable est fortement créatrice de valeur ajoutée et constitue un levier de décarbonation de la production d'énergie

Les énergies renouvelables sont fortement créatrices de valeur ajoutée en France, une part importante des investissements et dépenses de fonctionnement étant effectuée sur le territoire et non délocalisable. L'emploi est le premier bénéficiaire de cette activité économique, les salaires correspondant à environ 50 % de la valeur ajoutée créée. L'importance d'une relocalisation des filières industrielles de production des équipements (composants, assemblage des panneaux PV et éoliennes) permettrait d'accroître davantage la création de valeur sur le territoire national.

Le développement de la production éolienne et solaire est également un levier de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), ces technologies étant respectivement 75% et 20% moins émissives de GES que la moyenne du mix électrique français en 2021 (92 kgCO₂eq/MWh²).

² Facteur d'émissions totales (en cycle de vie) considérant les imports. Calculs des consultants en base à l'historique 2022.

Table des matières

AVANT-PROPOS	2
AUTEURS	3
SYNTHESE	4
1 CONTEXTE ET OBJECTIFS	14
2 METHODOLOGIE	17
2.1 PHASE 1 : EVALUATION DE LA DEMANDE ELECTRIQUE DE MOBILITE ET CALCUL DES SCORE ENR AVEC UN APPROVISIONNEMENT RESEAU	17
2.1.1 HYPOTHESES DE MIX ELECTRIQUE ET CALCUL DES FACTEUR ENR EN 2022, 2030 ET 2050	17
2.1.2 EVALUATION DE LA DEMANDE ELECTRIQUE POUR LA RECHARGE DE MOBILITE EN 2022, 2030 ET 2050 : PERIMETRE ET METHODOLOGIE.	20
2.1.3 MODELISATION ET SCENARISATION DE LA FLEXIBILITE DE LA RECHARGE ET CALCUL DES SCORES ENR A PARTIR DU RESEAU	22
2.1.4 ESTIMATION DES IMPACTS SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION	23
2.2 PHASE 2 : DIMENSIONNEMENT DE CAPACITES ENR POUR UN APPROVISIONNEMENT 24/7 EN ENR	24
2.2.1 CALCUL DU MIX OPTIMAL D'APPROVISIONNEMENT ENR	24
2.2.2 ANALYSE SOCIO-ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DES MIX DE PRODUCTION D'ENERGIES RENOUVELABLES	25
3 APPROVISIONNEMENT ENR DE LA MOBILITE A PARTIR DU RESEAU, EN 2030 ET 2050	27
3.1 BESOIN DE RECHARGE DANS LE PERIMETRE DE LA VILLE DE PARIS	27
3.2 COURBES DE RECHARGE SELON LES SCENARIOS DE FLEXIBILITE	28
3.3 SCORES ENR POUR UN APPROVISIONNEMENT RESEAU	33
4 EVALUATION DES INVESTISSEMENTS NECESSAIRES POUR UN APPROVISIONNEMENT 24/7 EN ENR	36
4.1 RESULTATS POUR 2030	36
4.2 RESULTATS POUR 2050	38

4.3	ANALYSE SOCIOECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DES MIX DE PRODUCTION D'ENERGIES RENOUVELABLES	
	42	
4.3.1	CONTENU ET OBJECTIFS	42
4.3.2	IMPACTS SOCIO-ECONOMIQUES	43
4.3.3	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX	47
	ANNEXE I : HYPOTHESES DE MODELISATION	55
	ESTIMATION DE VOLUMES DE RECHARGE [GWH]	55
	HYPOTHESES SUR LES VOLUMES DE RECHARGE	55
	SCENARIOS DE FLEXIBILITE	59
	AUTRES HYPOTHESES	60
	ANNEXE II : DETAILS SUR LE CALCUL DES FACTEURS ENR	61

1 Contexte et objectifs

La Ville de Paris est engagée dans la lutte contre le changement climatique. Elle est cosignataire, avec 14 autres villes du monde entier, de la déclaration [C40 Déclaration sur les énergies renouvelables](#) qui vise à accélérer leur approvisionnement en énergies renouvelables, et elle a un [Plan Climat](#) qui fixe des objectifs en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 et des mesures concrètes dans plusieurs domaines d'action, incluant l'énergie, les transports et le bâtiment.

Ce Plan Climat fixe des objectifs ambitieux en termes d'approvisionnement en **énergies renouvelables** : à l'horizon 2030, 45% de la consommation d'énergie dans toute la Ville devra provenir des sources renouvelables, dont 10% produites localement, tandis qu'elle devra être intégralement renouvelable à l'horizon 2050 avec 20% de production locale.

Dans ce contexte, la Ville de Paris s'approvisionne depuis 2015 à **100% en électricité renouvelable** pour les bâtiments municipaux et l'éclairage public. Elle rejoint ainsi de nombreuses organisations (entreprises, fournisseurs) qui achètent de l'énergie renouvelable. Aujourd'hui, cela est permis par l'achat des **garanties d'origine** (ou d'autres formes de certification), qui certifient que l'équivalent de la quantité d'électricité consommée a été produite par des sources renouvelables (éolienne, photovoltaïque PV, hydro) en Europe avec un bilan annuel.

Ce schéma « comptable » d'approvisionnement en énergie renouvelable ne tient toutefois pas compte de la production renouvelable en **temps réel**, production variable et qui n'est pas nécessairement disponible à toute heure. En effet, dans la pratique, la production des installations renouvelables à l'origine de ces certificats n'est pas systématiquement en phase avec la consommation de la ville, ce qui signifie que l'approvisionnement en électricité n'est pas réalisé directement par cette production. En période de surplus de production d'énergie, l'énergie en surplus a nécessairement été consommée ailleurs, et pendant les périodes de manque de production, d'autres sources (renouvelables ou non) ont nécessairement dû être appelées. Ceci est illustré dans la Figure 6.

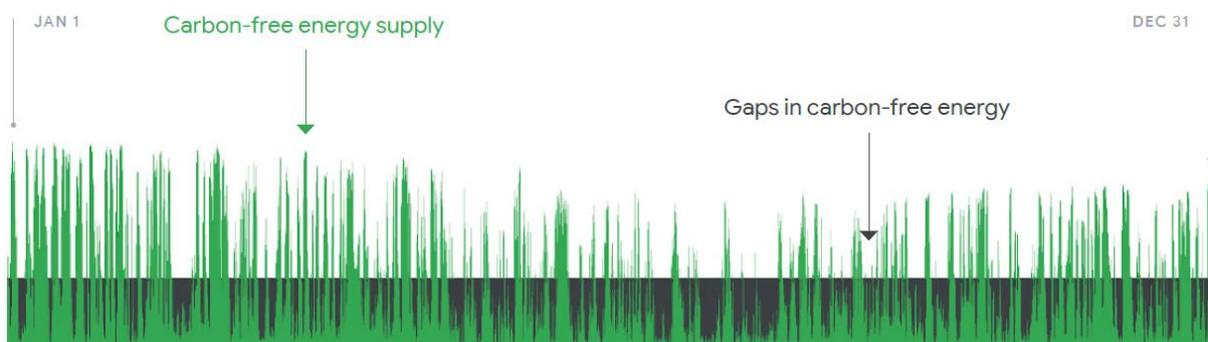


Figure 6 Profil de demande électrique (constant en noir) et production renouvelable variable. Source : Google³

³ Google, 2020, *24/7 by 2030: Realizing a Carbon-free Future*

Pour combler les limites de cette approche, l'initiative 24/7 Carbon-Free Energy (CFE)⁴ a été lancée en 2021 par [Sustainable Energy for All](#) et les Nations Unies. Cette initiative a pour objectif de s'assurer que chaque kilowattheure consommé a été produit par des sources décarbonées **à chaque heure de l'année**.

C40 et Google ont aussi lancé le programme *24/7 Carbon-Free Energy for Cities* pour encourager de grandes villes du monde entier à explorer comment fonctionner entièrement avec de l'électricité renouvelable, à chaque heure de l'année. Plus concrètement, ce programme met à la disposition de trois villes pilotes (**Paris**, Londres et Copenhague) une assistance technique pour analyser la faisabilité d'une telle approche 24/7 CFE au niveau urbain.

24/7 Carbon-Free Energy et 24/7 Renouvelables

L'approche **24/7 Carbon-Free Energy (24/7 CFE)** inclut toutes les sources de production décarbonée d'électricité, dont l'énergie nucléaire, tandis que l'approche **24/7 Renouvelables** ou **24/7 EnR**, n'inclut que les productions renouvelables, passant potentiellement par des stockages (batteries, pompage-turbinage).

La présente étude s'inscrit dans l'approche 24/7 EnR, se limitant donc aux seules sources d'énergie renouvelable, en ligne avec les engagements de la Ville de Paris.

L'étude pour la Ville de Paris s'intéresse à l'application du concept **24/7 Renouvelables (24/7 EnR)** à la mobilité électrique aux **horizons 2030 et 2050**. L'analyse réalisée comporte trois phases principales, comme illustré dans la Figure 7:

1. **Evaluation de la demande électrique liée à la recharge de la mobilité électrique** de la ville de Paris, puis **calcul du score EnR⁵** correspondant à cette consommation en considérant un **approvisionnement depuis le réseau électrique** national. Cette analyse est réalisée pour 2022, 2030 et 2050, en supposant une évolution du mix électrique tel que défini dans les scénarios « N2 » et « M23 » des Futurs énergétiques 2050 de RTE.
2. Evaluation des **capacités de production EnR et de flexibilité** pour répondre à la demande de mobilité en respectant un score EnR minimal. Cette évaluation est réalisée aux horizons 2030 et 2050, avec différents niveaux d'approvisionnement 24/7 EnR.
3. Elaboration d'un **plan d'action** pour l'implémentation de la stratégie 24/7 EnR par la Ville de Paris.

⁴ 24/7 CFE = Energie décarbonée 24/7. La présente étude utilise une approche **24/7 EnR** renouvelable, plus restrictif que 24/7 CFE.

⁵ Indicateur qui permet de quantifier le taux d'EnR moyen horaire consommé

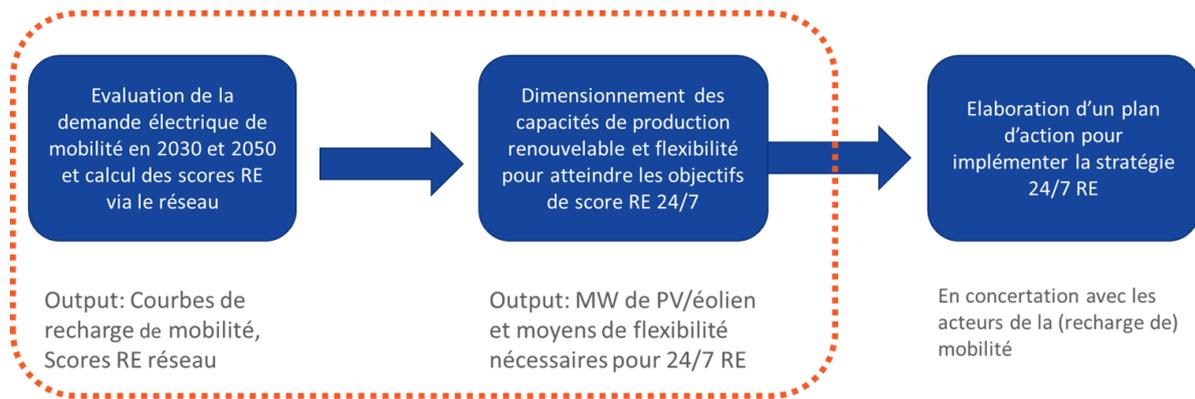


Figure 7 Principales phases de la présente étude et focus de ce rapport (cadre rouge)

Le présent rapport, qui détaille les résultats des deux premières phases de l'étude (le plan d'action faisant l'objet d'un rapport dédié publié ultérieurement), est organisé de la façon suivante :

- | La Section 2 présente la méthodologie utilisée dans cette étude
- | La Section 3 décrit les résultats principaux de la première phase de l'étude
- | La Section 4 présente les résultats de la deuxième phase de l'étude

2 Méthodologie

Cette section vise à décrire les éléments principaux de la méthodologie de l'étude.

2.1 Phase 1 : Evaluation de la demande électrique de mobilité et calcul des score EnR avec un approvisionnement réseau

Cette première phase vise à évaluer les scores EnR que l'on peut atteindre avec différents niveaux de flexibilité de la recharge de mobilité aux horizons 2030 et 2050, en s'approvisionnant seulement à partir du réseau national. Pour cela, le fonctionnement du système électrique aux horizons 2030 et 2050 a été simulé, puis la recharge des véhicules électriques - dans le périmètre géographique de la Ville de Paris - a été modélisée en prenant en compte différents niveaux de flexibilité dans la recharge.

Facteur EnR et score EnR

Deux indicateurs sont utilisés dans ce rapport pour évaluer la part renouvelable dans la consommation ou la production. Le **facteur EnR** indique la part renouvelable dans la production d'électricité du mix national à une heure donnée, et cela pour chacune des 8760 heures de l'année. Le **score EnR** indique la part de la consommation couverte par la production renouvelable au pas de temps horaire, sur une année complète.

2.1.1 Hypothèses de mix électrique et calcul des facteur EnR en 2022, 2030 et 2050

Trois horizons ont été considérés pour cette étude : 2022, 2030 et 2050.

Pour l'année 2022, les analyses ont été réalisées à partir des données historiques de production des centrales du système électrique Européen⁶.

Pour les années 2030 et 2050, des simulations détaillées de l'opération du système électrique interconnecté Européen ont été réalisées au pas de temps horaire avec le logiciel [Artelys Crystal Super Grid](#). Cet outil de modélisation de systèmes énergétiques permet de simuler l'équilibre offre-demande du système électrique interconnecté pour **chaque heure de l'année (8760 heures)**, tout en respectant des contraintes opérationnelles du système électrique telles que les capacités d'échange entre pays. Ces simulations ont été réalisées pour trois années climatiques, représentant les années climatiques 2002 (année douce au niveau européen), 2006 (année moyenne au niveau européen) et 2010 (année froide et peu venteuse au niveau européen). Les résultats présentés dans ce rapport correspondent à une moyenne des résultats sur ces trois années climatiques.

⁶ Notamment à partir des courbes de production par technologie et des échanges transfrontaliers au pas de temps horaire, issus des plateformes [eco2mix](#) de RTE, et [ENTSO-E Transparency Platform](#)



Figure 8 Détail de modélisation du système électrique interconnecté Européen dans Artelys Crystal Super Grid

Pour les années 2030 et 2050, les hypothèses de capacité de production et de consommation en France suivent les évolutions prévues par RTE dans ses scénarios prospectifs « Futurs Energétiques 2050 »^{7,8}. En particulier, **deux scénarios long-terme contrastés d'évolution de la production en France ont été considérés pour 2050** : le scénario long-terme « **EnR modérées** » basé sur le scénario N2 de Futurs Energétiques 2050, correspondant à un scénario avec un développement du nouveau nucléaire en France, et le scénario long-terme « **EnR élevées** » basé sur le scénario M23 de Futurs Energétiques 2050, correspondant à un scénario sans nouveau nucléaire et donc une part plus importante du renouvelable. Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** donne une synthèse des scénarios considérés.

Il est important de noter que ces deux scénarios décrits par RTE pour 2050 sont 100% décarbonés pour la production en France, et que même le scénario N2 envisage un fort développement des énergies renouvelables.

⁷ RTE, 2021, [Futurs Energétiques 2050](#)

⁸ Les productions horaires pour 2030 et 2050 ont été obtenues à partir des simulations du système électrique Européen (interconnecté) sur une année complète (8760h) avec [Artelys Crystal Super Grid](#), utilisant en entrée les capacités fournies dans les scénarios de l'étude Futures Energétiques 2050 de RTE.

Tableau 2 Principales caractéristiques des scénarios considérés. Valeurs pour la consommation en France, en considérant les échanges entre pays. (FE RTE : Etude Futurs Energétiques 2050, RTE)

Scénario	Source	Part renouvelable [%]	Emissions CO ₂ ⁹ [kgCO ₂ eq/MWh]	Capacité nucléaire en France [GW]
2022	Historique ⁹	27%	83	61
2030	FE RTE, 2030	34%	16	59
2050 – EnR modérées	FE RTE, 2050 N2	63%	1	39
2050 – EnR élevées	FE RTE, 2050 M23	84%	1	16

Méthode de calcul des facteurs EnR

Les **facteurs EnR**, qui représentent la part de production renouvelable à chaque heure de l'année, sont calculés suivant la méthodologie de l'étude 24/7 CFE par TU Berlin¹⁰ qui se base sur la production électrique par technologie dans chaque pays et les échanges entre pays voisins. Les calculs réalisés dans cette étude intègrent également les échanges entre la France et ses voisins directs¹¹, ainsi qu'une prise en compte des dynamiques de stockages dont un des intérêts est de mieux valoriser l'énergie décarbonée. Plus précisément, le facteur EnR en France à une heure donnée est donné par la somme de la part de production renouvelable (éolienne, photovoltaïque, hydro et géothermie) produite en France (EnR_{FR}), la part renouvelable dans l'injection du stockage (S_{FR})¹², et la part renouvelable des imports ($Import_{net}$)¹³, par rapport à la production totale plus imports nets en France, comme le montre l'équation suivante.

$$FacteurEnR_{FR}(t) = \frac{EnR_{FR}(t) + S_{FR}(t) \cdot PartEnR_{Stockage} + Import_{net}(t) \cdot PartEnR_{imports}(t)}{EnR_{FR}(t) + NEnR_{FR}(t) + S_{FR}(t) + Import_{net}(t)}$$

Calcul des facteurs EnR pour les scénarios de référence

Les facteurs EnR ont été calculés pour les 8760 heures de l'année et pour les quatre scénarios de référence, et la Figure 9 montre les facteurs EnR moyens horaires pour ces scénarios. Les facteurs EnR sont, en moyenne, **plus élevés en milieu de journée dû à la production solaire PV**, et cela déjà même

⁹ Emissions de CO₂ directes, considérant imports des pays voisins

¹⁰ [Riepin et Brown, 2022, System-level impacts of 24/7 carbon-free electricity procurement in Europe, TU Berlin](#)

¹¹ Les pays voisins ont été regroupés par blocs : Royaume Uni et Irlande ; Belgique, Pays Bas, Luxembourg et Allemagne ; Italie et Suisse ; et Espagne et Portugal.

¹² La part renouvelable du stockage est équivalente à la part renouvelable de la production en France pendant les heures de soutirage par les moyens de stockage.

¹³ La part renouvelable des imports es calculée en première instance au sein de chaque bloc de pays, sans considérer les imports/exports. Ensuite, la part des imports en France est calculée comme la somme pondéré des parts renouvelables des imports nets en France.

en 2022. Cette tendance s'accroît en 2030 et pour le scénario 2050 - EnR modérées. Il faut aussi noter que la part de production décarbonée (production nucléaire incluse) en France est très élevée, atteignant plus de 95% déjà en 2022, et plus de 98% dès 2030.

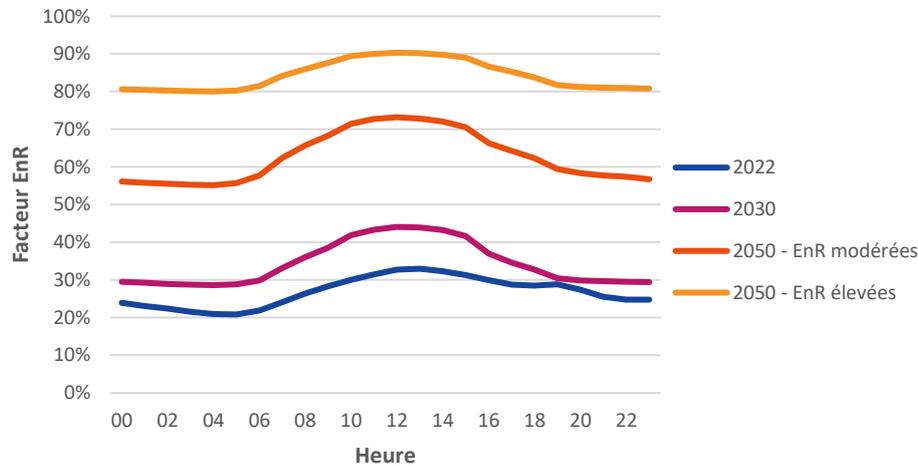


Figure 9 Facteurs EnR horaires moyens en France sur une journée pour les différents scénarios considérés

2.1.2 Evaluation de la demande électrique pour la recharge de mobilité en 2022, 2030 et 2050 : périmètre et méthodologie.

Une estimation du volume de recharge de mobilité électrique (en énergie, GWh) dans le périmètre géographique de la Ville de Paris (intramuros) pour l'année 2022 a été réalisée, ainsi que des projections de ces volumes aux horizons 2030 et 2050.

La consommation a pour cela été découpée en **six catégories**¹⁴ :

- | Véhicules particuliers en recharge résidentielle,
- | Véhicules particuliers en recharge publique (en voirie ou parking concédé),
- | Taxis,
- | Voiture de transport avec chauffeur (VTC),
- | Véhicules utilitaires légers (VUL),
- | Bus.

Pour chaque catégorie, les volumes ont été estimés à partir d'hypothèses sur le nombre de véhicules dans Paris ($N_{vehicules}$), le taux d'électrification du parc ($taux_{elec}$), la distance annuelle parcourue en moyenne par véhicule ($D_{annuelle}$), le rendement moyen du parc de véhicules ($Rend$), et le taux de recharge dans le périmètre de la Ville de Paris ($AccèsRech_{Paris}$). Le volume est ensuite calculé selon la formule suivante : $VRecharge = N_{vehicules} \cdot Taux_{elec} \cdot D_{annuelle} \cdot Rend \cdot AccèsRech_{Paris}$

En ce qui concerne les taxis, VTCs et VULs, il a été considéré qu'une partie de la recharge se faisait au dépôt (ou à la maison des utilisateurs) et une autre comme recharge rapide (>50 kW) en voirie.

¹⁴ Les deux-roues électriques (vélos, scooters, motos), bateaux, métro, trains et véhicules à hydrogène ne sont pas considérées dans cette étude.

Un jeu d'hypothèses a été établi en considérant les scénarios de mobilité disponibles et complétés par des échanges avec des acteurs du domaine. En particulier, des échanges avec des acteurs du secteur des livraisons (La Poste, Amazon) et avec les équipes d'Enedis Paris ont été réalisés pour confronter les hypothèses. L'ensemble des hypothèses chiffrées est présenté en Annexe I.

Les projections à 2030 et 2050 ont été construites en s'appuyant sur les orientations suivantes :

- Un taux d'électrification rapide dans le périmètre de la Ville de Paris, dû à l'interdiction de circulation des véhicules à combustion prévue pour 2030. Il atteint plus de 95% pour toutes les catégories concernées
- Un gain en efficacité du parc automobile dû au progrès technologique, qui permet d'avoir des véhicules plus performants à l'horizon 2030 puis 2050.
- Une réduction du taux de motorisation des résidents à Paris, suivant les tendances déjà observées¹⁵ et les politiques de diminution de la place de la voiture dans les déplacements à Paris¹⁶. Elle se traduit par une baisse du nombre de véhicules des résidents de -8% en 2030 et -27% en 2050 par rapport à 2022 (estimation Artelys).
- Une augmentation du volume de recharge publique entre 2030 et 2050, dû à une augmentation du nombre de bornes de recharge accessibles au public.
- Un volume de mobilité constant pour les bus, taxis, VTCs et véhicules de livraisons.

Ainsi, le scénario de demande de recharge peut être considéré comme **une borne haute** pour certaines catégories. Les volumes de recharge publique, des taxis et VTC et des VULs pourraient être plus basses que prévus en cas d'une diminution forte de la mobilité motorisée dans la Ville de Paris.

¹⁵ [APUR, 2021, Evolutions des mobilités dans le Grand Paris](#)

¹⁶ Voir [le Plan Climat de la Ville de Paris](#), et la [zone à faibles émissions de la Métropole du Grand Paris](#)

2.1.3 Modélisation et scénarisation de la flexibilité de la recharge et calcul des scores EnR à partir du réseau

A partir des volumes de consommation annuels par catégorie de véhicule, des courbes de demande de recharge électrique ont été calculées avec un pas de temps horaire. Ces courbes ont été obtenues pour trois scénarios contrastés de flexibilité de la recharge, dont le détail est donné en Annexe I, pour les horizons 2030 et 2050. Pour l'horizon 2022, seul le scénario Référence a été considéré :

- **Référence** : Recharge non-contrôlée. La recharge se fait dès que le véhicule est connecté.
- **Flex** : Recharge intelligente (smart charging) pour une partie des usages¹⁷. La recharge intelligente cherche à maximiser le score EnR (i.e., maximiser la recharge pendant les heures où les facteurs EnR sont plus élevés).
- **Flex+** : Part de recharge intelligente plus importante et recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-grid, V2G¹⁸) pour une partie des usages, et une recharge davantage en journée pour les usages résidentiels et bus, pour les coupler avec la production PV (voir encadré).

Recharge en journée, pour le résidentiel et les bus

Les **résidents** à Paris, en moyenne, parcourent peu de kilomètres et n'utilisent pas leur voiture tous les jours¹⁹. Donc, pour une grande partie des conducteurs, il est possible de recharger leur voiture une ou deux fois par semaine (voire moins). Ainsi, la recharge résidentielle pourrait se développer pendant les heures de journée avec les incitations appropriées (tarifaires ou autres), sans nécessiter un développement additionnel de la recharge publique.

Pour les bus, la recharge rapide au cours des trajets ou en bout de ligne pourraient se développer (par exemple à travers la recharge par induction), en complément de la recharge au dépôt. Ces modes de recharge permettraient une meilleure autonomie des bus et une réduction des tailles de batteries, mais nécessiteraient un développement plus important des infrastructures de recharge publique. Des expérimentations et applications commerciales sont déjà en cours aux [US](#), [Italie](#), et [Suède](#) entre autres.

La recharge des véhicules des scénarios Flex et Flex+ a été optimisée par rapport aux **facteurs EnR** horaires issus du réseau, calculés précédemment à partir des simulations du système électrique, en utilisant l'outil de simulation de systèmes énergétiques [Artelys Crystal Super Grid](#). La flexibilité de la recharge permet ainsi d'optimiser le couplage avec la production renouvelable au niveau national, et

¹⁷ La recharge rapide, considérée pour une partie de la recharge des taxis, VTCs et VULs est toujours non-contrôlée.

¹⁸ Le V2G permet aux véhicules d'injecter de l'énergie au réseau, et non seulement d'en consommer, apportant encore plus de flexibilité que la recharge intelligente unidirectionnelle.

¹⁹ Des analyses basées sur [l'Enquête sur la mobilité des personnes 2018-2019](#) montrent que les résidents à Paris parcourent moins de 100km/semaine en voiture pour la mobilité quotidienne (hors trajets longue distance).

non (nécessairement) les coûts d’approvisionnement en énergie, ce qui représente un cas optimiste pour le couplage entre EnR et mobilité²⁰.

Ces courbes de demande ont été obtenues pour les 8760 heures de l’année, pour trois années climatiques différentes, avec une modélisation adaptée pour chaque usage (e.g., recharge résidentielle davantage en soirée, recharge publique et recharge rapide davantage en journée, recharge des bus selon les horaires d’utilisation) et une différenciation des profils d’utilisation par jour de la semaine.

Calcul des scores EnR en supposant que l’énergie consommée provient contractuellement du réseau national

Avec les courbes de charge de mobilité et les facteurs EnR horaires obtenus pour chaque heure de l’année, les scores EnR sont calculés pour chaque scénario et horizon temporel. Le Score EnR est calculé comme la moyenne annuelle pondérée de la part de la consommation ($RechargeVE(t)$) qui est couverte par la production renouvelable venant du réseau ($FacteurRE_t$) à chaque instant.

$$ScoreRE = \frac{\sum_{t \in 1 \dots 8760} FacteurRE(t) \cdot RechargeVE(t)}{\sum_{t \in 1 \dots 8760} RechargeVE(t)}$$

2.1.4 Estimation des impacts sur le réseau de distribution

Les courbes de charge de mobilité permettent d’estimer l’augmentation de demande de pointe à l’échelle de la Ville de Paris, selon les différents scénarios de mobilité. Une augmentation de la demande de pointe de la Ville peut nécessiter des investissements pour renforcer le réseau (plus de transformateurs ou lignes électriques, par exemple).

Le coût des renforcements de réseau a été évalué pour l’année 2030 avec une approche simplifiée liant ces renforcements à la demande de pointe. En fonction des différences de demande de pointe entre les scénarios, le coût des renforcements réseau est estimé à partir des coûts unitaires de réseau spécifiques à la région Ile de France (86,7 €/kW)²¹, particulièrement dense et urbanisée. Les coûts unitaires pourraient s’avérer plus élevés pour Paris intramuros.

Notons qu’une évaluation plus précise des coûts de renforcements de réseaux nécessiterait des simulations détaillées du réseau, ainsi qu’une analyse de l’évolution de l’ensemble de la demande et de la production, notamment renouvelable, à l’échelle de la Ville de Paris, ainsi que des marges existantes dans le réseau actuel, ce qui dépasse le cadre de cette étude. La méthodologie suivie dans cette étude s’avère donc pessimiste, où chaque MW additionnel de demande de pointe nécessiterait un renforcement réseau.

²⁰ Pour obtenir les courbes de demande, une approche *marginaliste* a été utilisé. Cette hypothèse considère que la recharge des véhicules dans Paris est *marginale* par rapport au système électrique national, et donc n’impacte pas (de façon significative) l’opération du système (incluant les prix et les facteurs EnR horaires).

²¹ Source : analyses Artelys à partir de méthodologies d’évaluation de développement du réseau en fonction de l’évolution de la demande, développées dans le projet NEXT (projet d’investissement d’avenir financé par l’ADEME)

2.2 Phase 2 : Dimensionnement de capacités EnR pour un approvisionnement 24/7 en EnR

Dans cette deuxième phase, l'étude analyse l'approvisionnement en énergie renouvelable 24/7 nécessaire pour couvrir la demande électrique de la mobilité électrique en considérant une contractualisation directe avec des producteurs EnR (éolien, PV) et des fournisseurs de flexibilité (batteries), en complément d'un appel au réseau.

Pour cela, les capacités (en EnR et batteries) nécessaires pour atteindre des niveaux de Score EnR prédéfinis sont identifiées grâce à l'utilisation d'un modèle d'optimisation. Les bénéfices que présente la flexibilité de la recharge sont également étudiés.

2.2.1 Calcul du mix optimal d'approvisionnement EnR

Cette tâche vise à identifier les capacités nécessaires pour atteindre différentes cibles de Score EnR pour la mobilité.

Trois objectifs de Score EnR ont été évalués pour chaque horizon temporel : l'objectif de la Ville de Paris pour chaque année, ainsi que deux sensibilités. Pour **2030**, l'objectif de la Ville de Paris de **45%** de part renouvelable a été considéré, ainsi que des objectifs plus ambitieux, **60%** et **75%**. Pour **2050**, l'objectif de la Ville de Paris de **100%**, ainsi que des objectifs moins ambitieux, de **90%** et **95%**, ont été évalués.

Les capacités EnR et batteries permettant de respecter cet objectif à moindre coût ont été identifiées avec le modèle représenté en Figure 10, et implémenté dans l'outil Artelys Crystal Super Grid. Dans ce modèle, la **contractualisation avec des capacités dédiées** (capacités de PV, éolien ou batteries)²² est optimisée, simultanément à la **recharge des véhicules électriques** à toute heure de l'année, de manière à respecter l'objectif de score EnR à moindre coût. Les coûts considérés incluent l'achat d'énergie issue du réseau, les coûts d'investissement et d'opération des EnR et batteries (cf **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), et la revente potentielle de surplus d'énergie renouvelable au réseau.²³ Implicitement, considérer ces coûts pour les investissements EnR revient à dire que la contractualisation EnR se fait à prix coûtant.

²² Sont considérés le PV sur grandes toitures, correspondant au potentiel principal en Ile de France, l'éolien terrestre et les batteries de 4h de durée de décharge. Les profils de production sont représentatifs de la région île de France.

²³ Comme pour la Phase 1, ce modèle suit une approche *marginaliste*. Il considère que la recharge des véhicules dans Paris et les investissements en technologies EnR sont *marginaux* par rapport au système électrique national, et donc n'impactent pas les prix spot et les facteurs EnR du système. Cette approximation reste valable pour un faible volume de consommation mais ne serait pas valable à l'échelle nationale par exemple.

Tableau 3 Hypothèses économiques pour les investissements en production EnR et batteries en 2030

Technologie	CAPEX [€/kW]	OPEX [€/kW/an]
Eolienne	1 200	35
Solaire PV (toiture grande surface)	867	20
Batteries (4h)	1 101	30

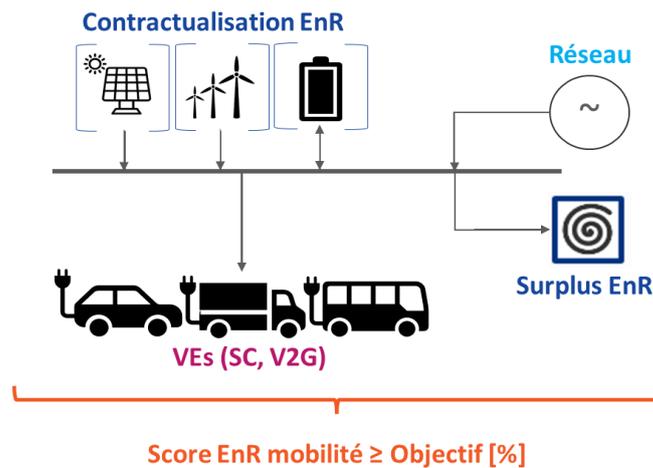


Figure 10 Représentation schématique de la configuration étudiée pour atteindre les objectifs de Score EnR

Comme pour la Phase 1, cette analyse considère les années 2030 et 2050 au pas de temps horaire, pour trois années climatiques différentes. Ainsi, l'analyse effectuée capture la variabilité journalière de la production renouvelable ainsi que sa variabilité saisonnière (plus de production PV en été, plutôt plus de production éolienne en hiver).

2.2.2 Analyse socio-économique et environnementale des mix de production d'énergies renouvelables

Une analyse socio-économique et environnementale des mix de production d'énergie renouvelable est conduite selon une approche d'analyse de cycle de vie (ACV), c'est-à-dire en considérant à la fois les impacts liés à la phase de fabrication et construction des infrastructures et équipements de production d'énergie renouvelable et leur décommissionnement.

Les impacts socio-économiques sont évalués de manière quantitative à partir des résultats pour 2030 des capacités de production d'énergie renouvelable des trois scénarios modélisés, selon deux objectifs EnR distincts, à savoir 45% et 75%, afin de les comparer. Les impacts socio-économiques évalués sont de deux types : la création d'emplois (en équivalents temps plein, ou « ETP ») et la valeur ajoutée (en millions d'euros, ou M€).

Les impacts environnementaux sont quant à eux évalués principalement de manière qualitative. Quatre catégories d'impacts environnementaux distinctes sont considérées : le changement

climatique, l'artificialisation des sols, la biodiversité et les pollutions / la santé humaine. Pour chaque enjeu environnemental, des informations qualitatives permettant de refléter l'impact environnemental de l'installation de nouvelles capacités d'énergies renouvelables pour chacune des technologies (PV en toiture, PV au sol et éolienne) sont collectées au sein de la littérature académique, dans une approche de cycle de vie, ce dans une optique de comparaison des impacts entre ces différentes technologies. Enfin, les impacts environnementaux associés au recours à l'énergie nucléaire pour la production d'électricité sont également évalués, ce afin de comparer les impacts des différentes technologies EnR sur l'ensemble de leur cycle de vie avec ceux du recours à l'énergie nucléaire, celle-ci représentant près de 70% de la production nette d'électricité actuelle en France.²⁴

²⁴ Source : Service des données et études statistiques (SDES), Ministère de la Transition énergétique, « – Chiffres clés de l'énergie – Édition 2022 », novembre 2022, [URL](#)

3 Approvisionnement EnR de la mobilité à partir du réseau, en 2030 et 2050

Cette section présente les résultats de modélisation de la demande de recharge de mobilité dans la Ville de Paris et l'impact de la flexibilité de la recharge sur les scores EnR avec un approvisionnement réseau.

3.1 Besoin de recharge dans le périmètre de la Ville de Paris

Les projections des volumes de demande de la mobilité électrique de la Ville de Paris sont illustrées dans la Figure 11. Les données détaillées ainsi que l'ensemble des avec le détail de valeurs et des hypothèses et sources se trouvent dans la section Estimation de volumes de recharge [GWh]

Flotte	2022	2030	2050
Véhicules particuliers – recharge résidentielle	6	117	90
Véhicules particuliers – recharge publique	3	162	211
Bus	20	80	63
Taxis	15	48	43
VTC	2	20	21
VUL	1	25	22
Total	46	453	450

Hypothèses sur les volumes de recharge de l'Annexe I.

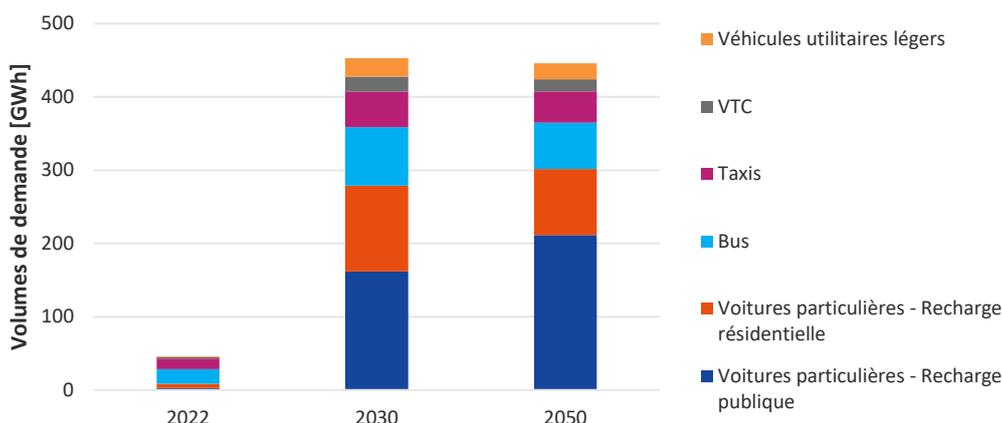


Figure 11 Projections des volumes de demande de la mobilité électrique de la Ville de Paris par type d'usage pour 2022, 2030 et 2050

En **2022** le besoin de recharge est d'environ 46 GWh. Il est dominé par les bus et les taxis qui ont été électrifiés plus rapidement que le reste des usages.

Ce volume devrait a priori croître rapidement d'ici 2030 et 2050. En particulier, en **2030**, le besoin de recharge est multiplié par 10, atteignant 453 GWh, selon les projections réalisées. Cette augmentation est liée à l'anticipation d'une électrification rapide du parc automobile dans la Ville, en ligne avec l'objectif d'interdiction de véhicules à combustion en 2030. Le besoin de recharge est dominé par les véhicules privés, en recharge résidentielle ou publique (réseau BéliB en voirie ou en parkings concédés), qui représentent 62% de la consommation.

En **2050**, le volume de recharge se maintient à un niveau similaire à l'année 2030. Le besoin de recharge de la plupart des cas d'usages diminue en 2050 à cause de plusieurs facteurs : un taux d'électrification déjà très élevé en 2030, une baisse du taux de motorisation des ménages à Paris (moins de recharge résidentielle), et un gain d'efficacité des motorisations (progrès technologique). Cette diminution est compensée par une augmentation de demande de recharge publique, en raison d'une meilleure couverture du réseau des bornes de recharge publique²⁵.

Il est important de noter que le scénario de demande de recharge considéré dans cette étude repose sur plusieurs hypothèses qui peuvent différer dans la réalité. Les politiques de mobilité de la Ville de Paris visent une réduction forte de la place de la mobilité motorisée dans les déplacements (-30% en 2050), ainsi qu'une augmentation de la mobilité douce (marche et vélo). Ainsi, les volumes de recharge constatés pourraient être inférieurs à ceux prévus dans cette étude, notamment pour la recharge résidentielle (baisse du taux de motorisation plus forte que celui considéré) et la recharge publique (demande constante ou en diminution entre 2030-2050). Plusieurs facteurs peuvent impacter le besoin de recharge des véhicules de livraison, tant à la hausse (augmentation des services de livraison,

²⁵ Il est considéré que l'énergie délivré par chaque borne de recharge reste constante entre 2030 et 2050. Ainsi, l'augmentation du nombre de bornes de recharge entraîne une augmentation proportionnelle de la demande.

augmentation du taux d'accès à la recharge au dépôt dans Paris intramuros) qu'à la baisse (report vers des formes de livraisons plus douces, tels que les vélo-cargo ou les scooters).

Enfin, il faut noter que le besoin de recharge de mobilité projeté en 2030 et 2050 (450 GWh) représente seulement environ 3,5% de la consommation totale d'électricité de la Ville de Paris en 2021 (13 TWh²⁶). Ainsi, l'électrification de la mobilité à Paris ne représentera pas une part majeure de la consommation de la Ville.

3.2 Courbes de recharge selon les scénarios de flexibilité

Des courbes de recharge au pas de temps horaire ont été créées pour chaque type de flotte et scénario de flexibilité. La Figure 12 présente les courbes de recharge moyennes par type d'usage pour un jour de semaine et un jour de weekend à l'horizon 2050 pour le scénario long-terme de mix « EnR élevées » (les courbes de charge pour 2022 – scénario « Référence », pour 2030 ainsi que et pour 2050 « EnR modérées » suivent les mêmes tendances).

Dans le scénario de flexibilité « Référence », où la recharge est non-contrôlée, la courbe de demande suit les arrivées des utilisateurs aux points de recharge. Les jours de semaine, deux pointes sont observées : une pointe autour de 9h-10h du matin avec l'arrivée des personnes au travail, et une deuxième en fin de journée, plus étalée, qui suit l'arrivée des particuliers à la maison et des bus aux dépôts. Pendant le weekend, la demande est plus étalée, même si on peut noter une concentration de la demande plus forte autour de 12h-13h.

²⁶ <https://www.agenceore.fr/datavisualisation/donnees-locales-energie>

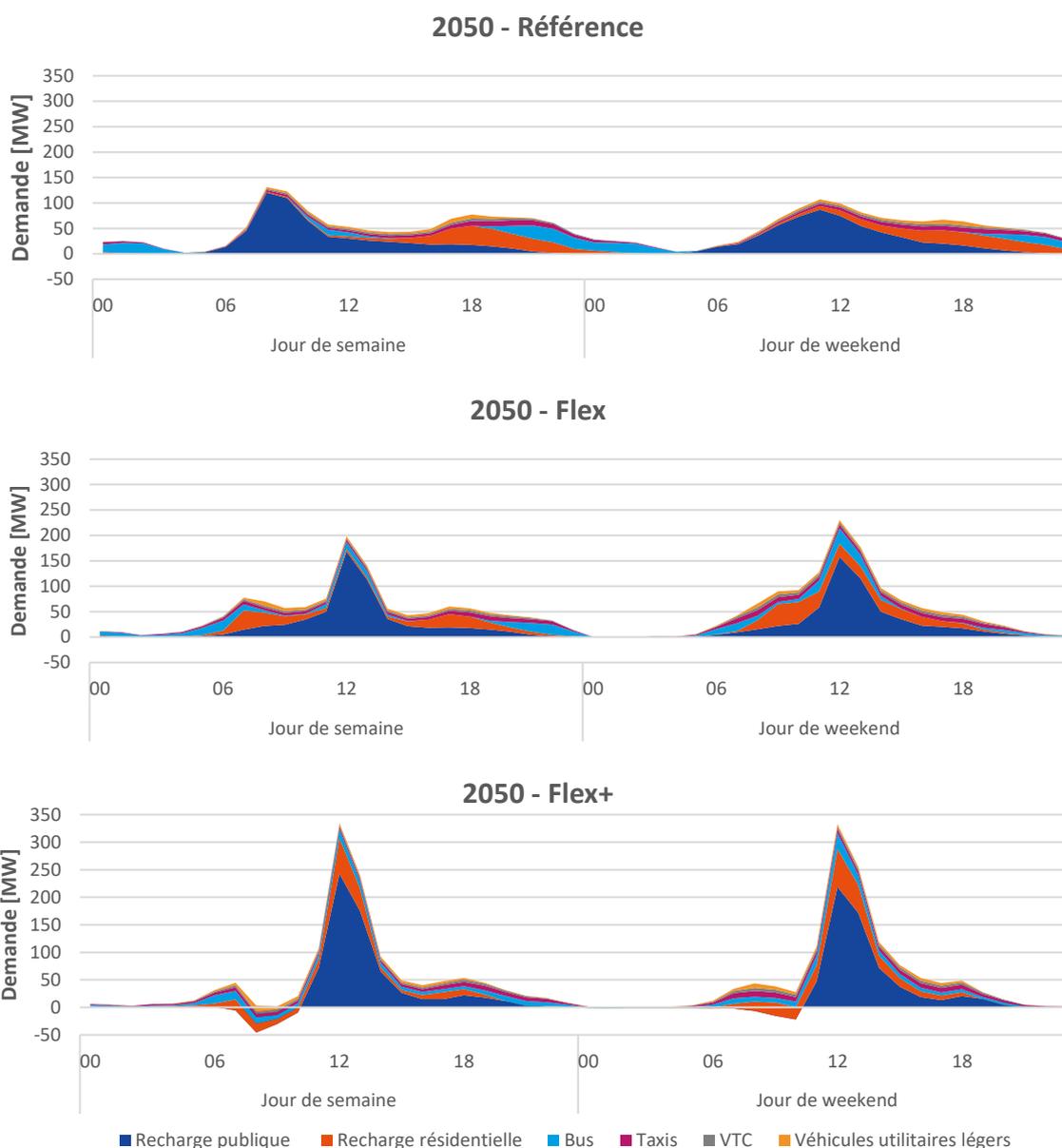


Figure 12 Courbes de recharge moyennes par type d'usage à l'horizon 2050 pour un jour de semaine et un jour de weekend, pour les trois scénarios de flexibilité

Dans les scénarios Flex et Flex+ la recharge est optimisée par rapport au facteur EnR du réseau. Ainsi, on observe une concentration de la recharge pendant les périodes où le facteur EnR est plus élevé, notamment autour de midi lié à la production PV, au détriment de la recharge en soirée. Ce phénomène est exacerbé dans le scénario Flex+, grâce à une recharge d'avantage en journée pour la recharge résidentielle et les bus, et une disponibilité plus élevée de la flexibilité de la recharge intelligente et du V2G. Ainsi, la part de recharge entre 10h-15h passe de 27% pour le scénario Référence en 2030, à 55% pour le scénario Flex+.

Il faut noter qu'une recharge davantage en journée pourrait se développer aussi par des incitations économiques. Des prix d'électricité moins élevés en milieu de journée et dans l'après-midi sont déjà observés pendant des nombreux jours en France et en Europe. Des nouveaux tarifs d'électricité (tarifs

dynamiques, ou avec des créneaux d'heures creuses adaptés) pourraient ainsi être disponibles pour les usagers des véhicules électriques.

Focus sur les véhicules particuliers

La Figure 13 détaille les profils de recharge des trois scénarios de flexibilité pour les véhicules particuliers. La recharge intelligente et le changement comportemental permettent de décaler la recharge aux heures de production PV, quand les facteurs EnR sont plus élevés. Aussi, le V2G permet une décharge partielle de certains véhicules pendant certaines heures du soir (valeurs négatives entre 21h-23h, scénario Flex+), quand les facteurs EnR sont les moins élevés.

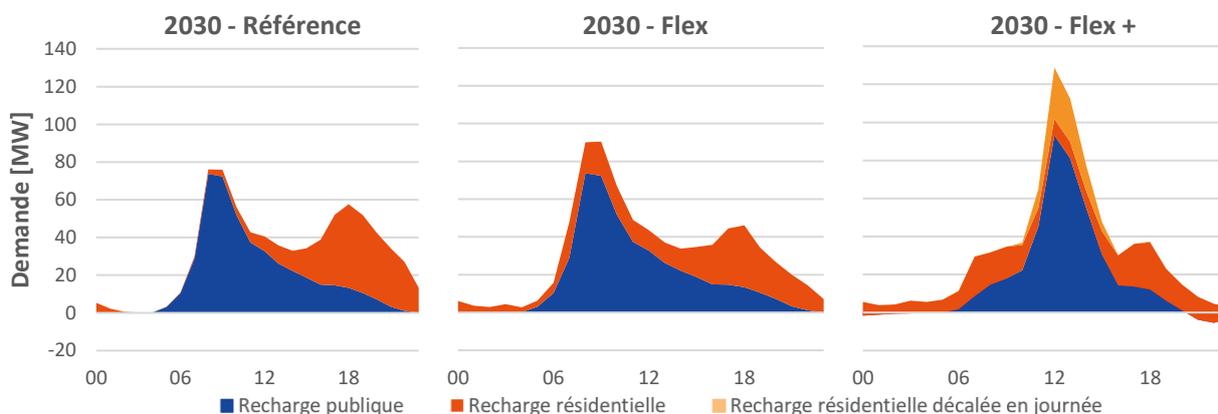


Figure 13 Courbes de recharge moyennes horaires des voitures particulières pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2030

Focus sur les bus

La Figure 14 détaille les profils de recharge moyens pour la flotte des bus pour les trois scénarios de flexibilité pour l'année 2030. Dans le scénario « Référence », les bus sont rechargés principalement après leur arrivée au dépôt en soirée, et en moindre mesure, durant le milieu de journée où une certaine partie des bus ne sont pas en activité. La recharge intelligente (scénario Flex) et le développement des infrastructures de recharge rapide en ville, en complément de la recharge au dépôt (scénario Flex+), permettent d'augmenter la recharge pendant la journée. Et de réduire la demande en soirée.

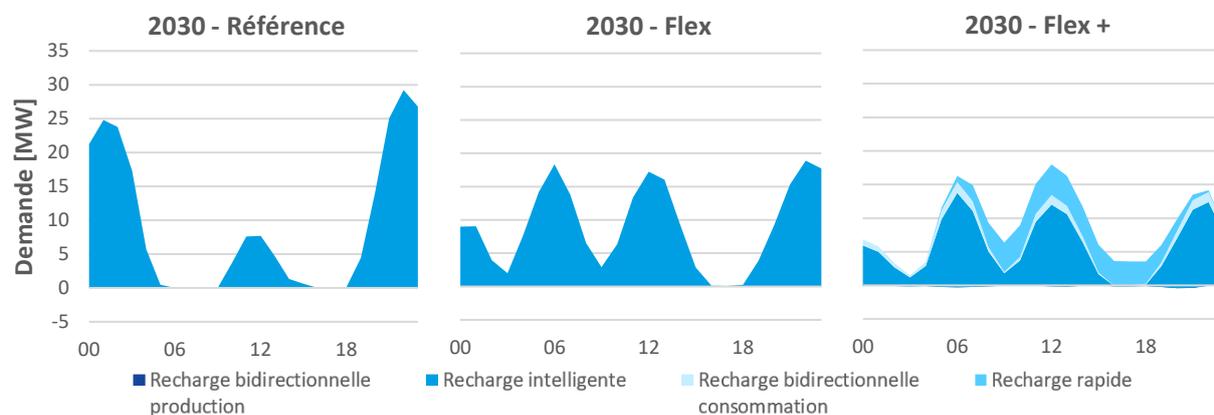


Figure 14 Courbes de recharge moyennes horaires des bus pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2030

Impact potentiel de la mobilité électrique sur les réseaux locaux

La demande maximale de recharge de mobilité observée pour chaque scénario est présentée dans la Figure 15. Elle passe d'environ 12MW en 2022 à autour de 106 en 2030 et 132 MW en 2050 pour le scénario de flexibilité « Référence ». Ces pointes de demande arrivent à 9h-10h du matin, avec la recharge publique au travail dans Paris, et en moindre mesure vers 19h avec le début de la recharge en soirée. La pointe de consommation est plus élevée dans les scénarios de flexibilité « Flex » et « Flex+ », qui permettent de concentrer de la demande aux heures de production solaire, et atteint jusqu'à 178 MW en 2030 et plus de 300 MW pour le scénario Flex+ en 2050.

La concentration de la recharge pendant les heures avec un facteur EnR élevé peut augmenter la demande de pointe à Paris. Celle-ci est atteinte en milieu de journée pendant les jours de vague de froid en hiver, à hauteur d'environ 3500 MW^{27,28}. Ainsi, pour l'année **2030**, l'électrification de la mobilité peut faire augmenter la demande de pointe de la Ville d'environ 3% dans le cas de recharge non-contrôlé, et allant jusqu'à 5% pour le scénario Flex+. Pour l'année **2050**, la pointe de la demande de mobilité est plus élevée dû à l'augmentation de la recharge publique (entraîné par un plus grand nombre de bornes de recharge publique) et à une diffusion plus importante de la recharge flexible, qui permettent plus de couplage avec la production solaire. La demande de mobilité pourrait représenter jusqu'à 10% de la demande de pointe de la Ville de Paris (scénario Flex+).

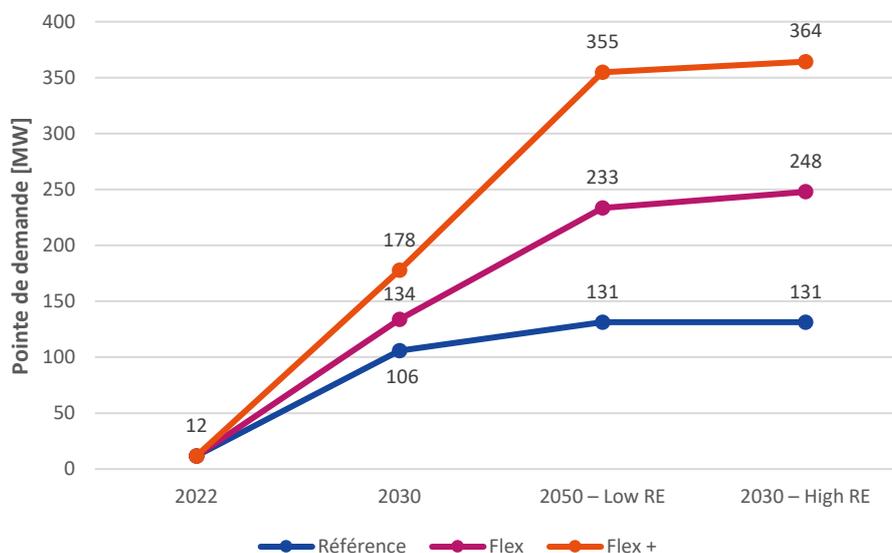


Figure 15 Pointe de la demande de mobilité électrique pour les trois scénarios de flexibilité à horizons 2030 et 2050. Ces valeurs sont des cas extrêmes de la recharge, qui ne devraient pas se produire dans la réalité

L'augmentation de la demande de pointe peut avoir des impacts sur les réseaux électriques de distribution de la Ville de Paris, nécessitant des investissements pour renforcer le réseau. Ces impacts

²⁷ Pointe historique dans la Ville de Paris. Source : Enedis

²⁸ La demande de pointe peut varier selon les quartiers, avec une demande de pointe atteinte en fin de journée dans les arrondissements plus résidentiels.

peuvent être exacerbés par la recharge flexible, si les stratégies de contrôle ne prennent pas en compte les impacts sur le réseau local. Une première estimation de coûts additionnels de renforcement réseau pour 2030 (voir [Erreur ! Source du renvoi introuvable.](#)) montre que négliger les contraintes du réseau peut nécessiter des investissements réseau de l'ordre de +2M€/an, pour le scénario Flex, et jusqu'à 6M€/an, pour le scénario Flex+, par rapport au scénario Référence.

Tableau 4 Demande additionnelle et estimation des coûts de renforcement réseau des scénarios de flexibilité par rapport au scénario Référence, pour l'année 2030

Scénario 2030	Demande de pointe additionnelle	Coûts de renforcement réseau
Flex	28 MW	2,3 M€
Flex+	72 MW	6,0 M€

Ainsi, **il est nécessaire de développer des stratégies de recharge intelligente qui prennent en compte la réalité physique des réseaux électriques.** Ces stratégies pourraient permettre de réduire les impacts de la mobilité sur les réseaux, ou même de devenir des sources de flexibilité pour améliorer l'opération et planification des réseaux.

Des projets démonstrateurs ont déjà permis de montrer la faisabilité d'utiliser la flexibilité de la recharge pour la gestion des contraintes des réseaux de distribution²⁹. En plus, des opérateurs de réseau, dont Enedis, contractualisent déjà avec des opérateurs de flexibilité pour améliorer l'opération des réseaux ou reporter des investissements³⁰, par exemple en activant des effacements ponctuels pendant des périodes de stress du réseau (seulement quelques heures par an).

Notons que l'analyse effectuée reste un cas extrême qui maximise l'impact négatif de la charge des véhicules électriques sur le réseau, impact qui reste contrôlé même dans cette évaluation (augmentation de l'ordre de 10% entre 2022 et 2050 dans le cas le plus négatif). La problématique de développement du réseau nécessite de réaliser des analyses holistiques qui intègrent les évolutions des autres secteurs de demande électrique, de l'intégration des EnR au niveau local, ainsi que les marges existantes sur le réseau actuel, ce qui n'est pas pris en compte dans cette analyse. En fonction des marges du réseau et de l'évolution des autres secteurs, la flexibilisation de la mobilité électrique pourrait ne pas induire des tensions supplémentaires sur les réseaux.

²⁹ Voir par exemple le projet [aVEnir](#) in France, ou [Electric Nation](#) en Angleterre.

³⁰ Voir les zones avec des appels d'offre de flexibilité ici : <https://flexibilites-enedis.fr/>

3.3 Scores EnR pour un approvisionnement réseau

Les résultats des scores EnR pour les trois scénarios de flexibilité pour les différents horizons de temps sont présentés dans le [Erreur ! Source du renvoi introuvable.](#) Les scores EnR sont très proches du facteur EnR moyen du réseau même dans les scénarios comprenant de la flexibilité. La flexibilité de la recharge permet d'augmenter légèrement le score EnR mais ce gain est limité par le facteur EnR du réseau. En **2030** la flexibilité permet de gagner entre 2% et 4% en Score EnR par rapport au scénario Référence, et entre 2% et 5% en **2050**.

Tableau 5 Scores EnR pour les trois scénarios de flexibilité aux horizons 2030 et 2050.

Scénario	Facteur EnR moyen du réseau		Scores EnR		Objectifs de la Ville de Paris
		Référence	Flex	Flex+	
2022	26,8%	26,9%	-	-	-
2030	34,3%	35,5%	37,4%	39,5%	45%
2050 – EnR modérées	62,6%	64,9%	68,3%	70,2%	100%
2030 – EnR élevées	84,2%	85,5%	87,6%	88,7%	

Plusieurs facteurs limitent le gain du score EnR par la flexibilité de la recharge. En premier lieu, les facteurs EnR issus du réseau ne permettent pas d'atteindre des niveaux bien supérieurs au facteur EnR moyen annuel, à cause de l'importance de la production nucléaire dans le mix Français. En effet, même si toute la recharge pouvait se faire seulement pendant l'heure avec le facteur EnR le plus élevé de chaque journée, le gain en facteur EnR, par rapport au facteur EnR moyen annuel serait seulement de +5 à +11% selon le scénario.

D'autre part, la part de la recharge flexible dans la mobilité électrique, bien que fortement croissante, reste limitée. Elle atteint environ 40% de la consommation de la mobilité électrique en 2030 et 60% en 2050 pour le scénario Flex+. Ainsi, une partie importante de la recharge ne peut pas être décalée, même dans le scénario le plus favorable (recharge rapide, sessions de recharge trop courtes, etc.), ce qui limite le gain en Score EnR.

Par ailleurs, les périodes de connexion des véhicules aux bornes de recharge ne permettent pas nécessairement d'obtenir un gain significatif en Score EnR. En effet, une recharge de nuit permet seulement de décaler la recharge entre les heures de nuit et non vers les heures en journée pendant lesquelles le score EnR est plus élevé. Ce « gain réduit » peut être visualisé sur la Figure 16. Ainsi, les stratégies qui permettent des gains de score EnR plus élevés sont celles menant à décaler la recharge nocturne vers la journée.

Finalement, il faut noter que la modélisation réalisée ne considère que d'éventuels décalages de la recharge au cours d'une journée (flexibilité journalière) et non entre jours (flexibilité hebdomadaire). La flexibilité hebdomadaire est en effet limitée dans la mesure où peu d'utilisateurs choisissent

d’attendre les jours les plus favorables pour le système (par exemple les jours de grande production éolienne et solaire) pour se recharger. Des incitations et services technologiques (dont la prévision des facteurs EnR plusieurs jours en avance et sa communication auprès des utilisateurs) pourraient faire changer le comportement des utilisateurs, permettant un gain supplémentaire de Score EnR. Ce gain resterait toutefois modéré, la variabilité inter-journalière des taux EnR étant moins importante que la variabilité jour/nuit par exemple (ce que l’on peut identifier par « Gain moyen » dans la figure ci-dessous).

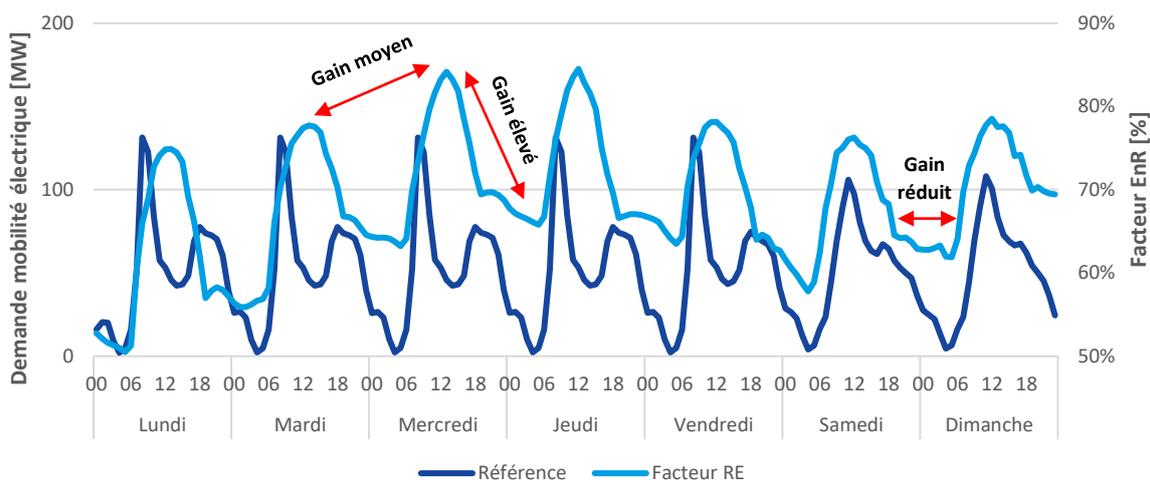


Figure 16 Comparaison des courbes de recharge pour une semaine pour les scénarios Référence et Flex à horizon 2050 – « EnR modérées », et courbe des facteurs EnR

Les résultats de scores EnR montrent que **l’approvisionnement à partir du réseau ne permet pas d’atteindre les objectifs de la Ville de Paris (45% en 2030, 100% en 2050) même en considérant la flexibilité de la recharge**. Des efforts additionnels sont donc nécessaires dans l’approvisionnement en énergies renouvelables, par exemple des investissements directs dans des sources d’énergies renouvelables et/ou des batteries, ou la contractualisation via PPAs comme étudié dans la Phase 2, cf. Section 4.

Emissions directes de CO₂

La Figure 17 présente les facteurs d’émission CO₂ moyens horaires en France (considérant les imports) pour les différents horizons de temps de l’étude au cours de la journée, en utilisant uniquement les facteurs d’émissions directes (les EnR et le nucléaire ont donc un facteur d’émission nul). Les facteurs d’émission CO₂ sont moins élevés en milieu de journée (en moyenne, entre 12h-16h), dû à la production solaire PV, et cela même déjà en 2022. Cette tendance est maintenue mais moins prononcée en 2030 et 2050. Les facteurs d’émissions directes décroissent rapidement avec la décarbonation du mix Européen, et en 2050 ils sont presque nuls.

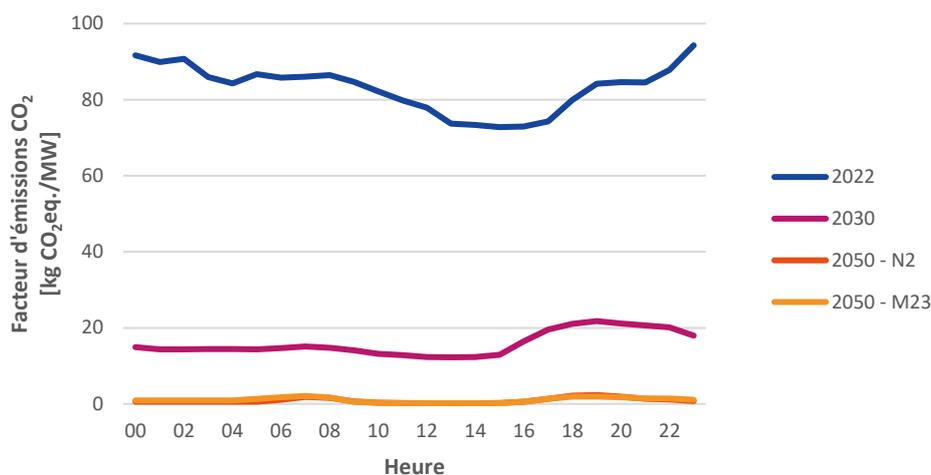


Figure 17 Facteurs d'émissions CO₂ directs moyens horaires pour les différents scénarios considérés

L'impact des résultats de maximisation du score EnR sur les émissions CO₂ liées à l'approvisionnement d'électricité du réseau peut être observé dans le Tableau 6 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** Le facteur d'émission CO₂ moyen du réseau est réduit de 81% à horizon 2030 et de 99% à horizon 2050 par rapport à 2022 dû à la forte présence d'électricité décarbonée dans le mix électrique français (renouvelable et nucléaire), et à la décarbonation du mix des pays voisins. La flexibilité de la mobilité électrique permet de réduire encore les émissions de CO₂ issues de l'approvisionnement d'électricité du réseau. Le scénario Flex+ permet une réduction des émissions de CO₂ de la recharge de mobilité électrique d'environ 12% en 2030 et d'environ 60% en 2050. Cependant, il est important de remarquer que la principale cause des réductions est la décarbonisation du mix électrique français et de ses voisins Européens.

Tableau 6 Facteurs d'émission de CO₂ directes pour les trois scénarios de flexibilité et aux horizons 2030 et 2050

Scénario	Facteur d'émissions CO ₂ moyen du réseau [kg CO ₂ eq./MWh]	Emissions CO ₂ de la mobilité [kg CO ₂ eq. /MWh]		
		Référence	Flex	Flex+
2022	83	84	-	-
2030	15,8	16,4	15,3	14,5
2050 – EnR modérées	0,9	1	0,6	0,4
2030 – EnR limitées	1	1	0,6	0,4

4 Evaluation des investissements nécessaires pour un approvisionnement 24/7 en EnR

Les résultats de la Section précédente montrent que le réseau seul ne permet pas d'atteindre les objectifs d'approvisionnement renouvelable de la Ville de Paris. Ainsi, la contractualisation directe (via un PPA, par exemple) avec des producteurs renouvelables sont nécessaires pour augmenter les scores EnR.

Cette section présente les résultats du dimensionnement de capacités renouvelables (solaire en toiture, éolien terrestre) et de flexibilité (batteries stationnaires) nécessaires pour atteindre les objectifs d'approvisionnement 24/7 EnR de la Ville de Paris, ainsi que les impacts socio-économiques et environnementaux qu'elles génèrent, aux horizons 2030 et 2050.

4.1 Résultats pour 2030

Pour 2030, trois objectifs de score EnR ont été étudiés : **45%**, correspondant à l'objectif de la Ville de Paris, ainsi que des objectifs plus ambitieux de **60%** et **75%**. Les résultats de capacités contractualisées par technologie et les coûts associés³¹ sont présentés en Figure 18 et Figure 19.

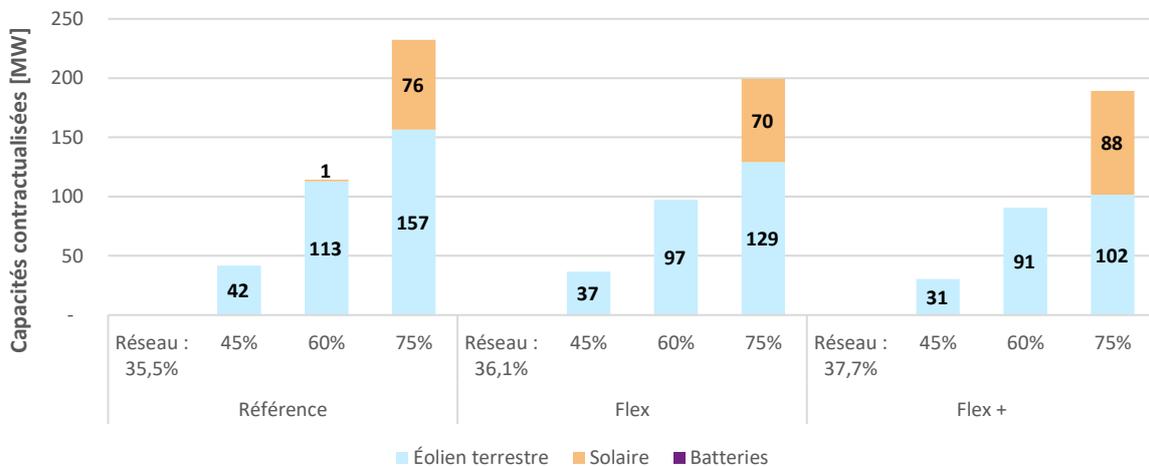


Figure 18 Capacités installées en EnR et flexibilités pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2030, et pour les trois objectifs de score EnR considérés

³¹ Le calcul du bilan des coûts totaux d'approvisionnement comprend : l'investissement annualisé dans les moyens de production EnR ou batteries, la vente du surplus d'énergie produite par les capacités EnR au prix spot du réseau, et le coût d'achat d'électricité du réseau national au prix spot.

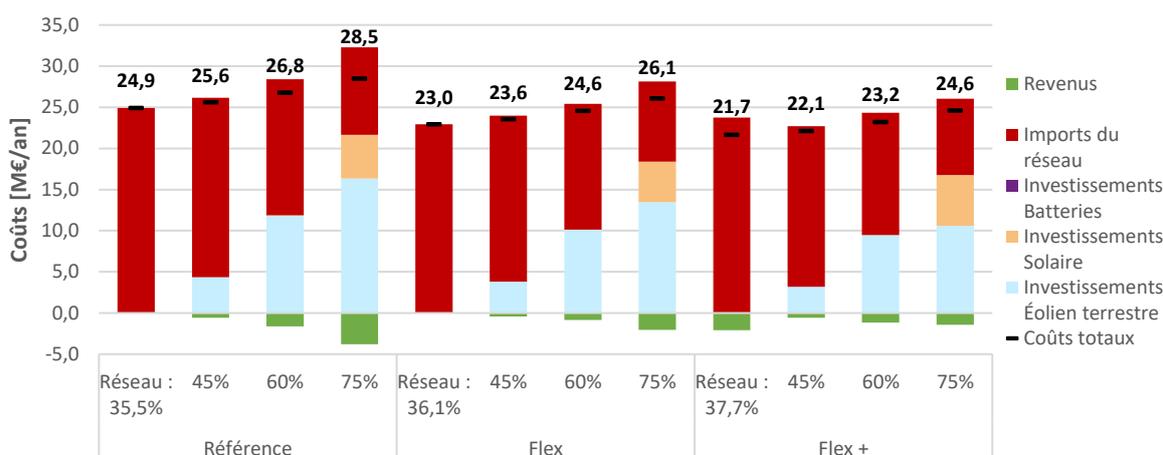


Figure 19 Coûts totaux d'approvisionnement dans les scénarios de flexibilité à horizon 2030 pour les différents objectifs de score EnR (coûts annuels).

Tel qu'on peut le voir dans les graphiques ci-dessus, atteindre l'objectif de la Ville de Paris de **45%** de score EnR nécessite d'investir ou contractualiser dans 42 MW de capacités éoliennes pour le scénario de flexibilité « Référence ». Cela représente une production de 85 GWh, équivalent à seulement à 19% de la demande de mobilité. Par rapport à un approvisionnement par le réseau uniquement, atteindre cet objectif en investissant dans ces éoliennes représente **un surcoût total relativement faible**, de l'ordre de +700 k€ (équivalent à +1,5€/MWh, +3%). Il faut noter, cependant, que ces gains économiques sont réalisables seulement si les stratégies de recharge ne créent pas de contraintes additionnelles sur le réseau local, et donc limitent le besoin d'investissements pour des renforcements (voir Section 3.2).

Aller au-delà de ces objectifs est possible, avec plus d'investissements en capacités EnR et avec des surcoûts modérés, mais de plus en plus importants. Pour le scénario Référence, atteindre un score EnR de 60% nécessite d'installer environ 113 MW d'éolien produisant 234 GWh (52% de la consommation de mobilité). Pour atteindre l'objectif de 75%, plus de 230 MW de renouvelables (un mix d'éolien et PV) produisant 413 GWh (91% de la consommation de mobilité) sont nécessaires.

On peut observer que pour le cas précédent, 230 MW de capacités renouvelables permettent à la ville de couvrir ses objectifs EnR dans une comptabilité annuelle (taux de 91%), mais le niveau de couverture **au pas de temps horaire** est plus bas (75%). Cela est dû à des périodes de surplus renouvelable qui sont exportés au réseau comme montre la Figure 20. Il en résulte aussi que si la Ville de Paris contractualise seulement à partir des énergies renouvelables au pas de temps annuel de sorte à couvrir l'ensemble de sa consommation de mobilité (taux de couverture annuelle de 100%), elle pourrait atteindre des niveaux de couverture au pas de temps horaire au-dessus de 75%.

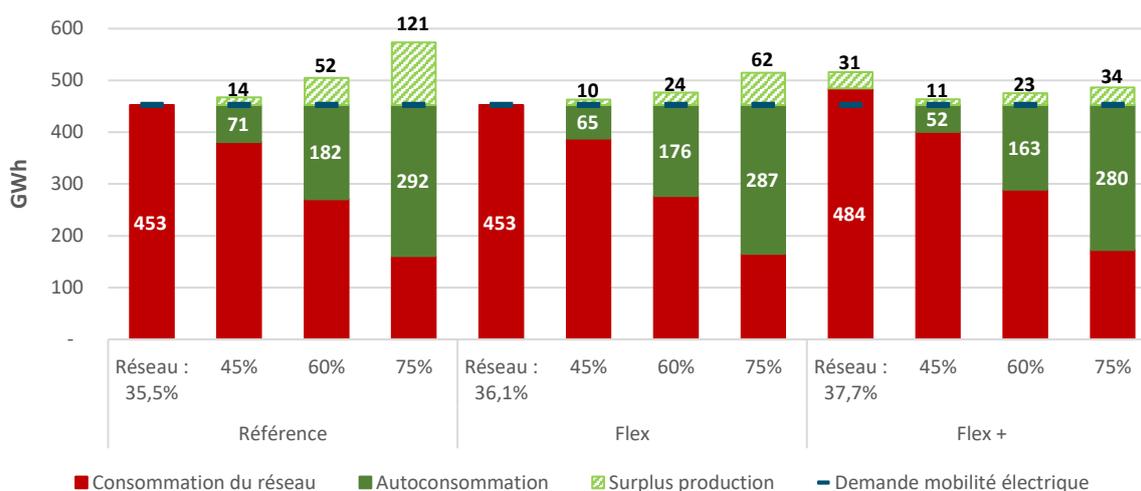


Figure 20 Approvisionnement de la demande de mobilité électrique pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2030

L'analyse des résultats pour les différents scénarios de flexibilité montre que la flexibilité de la recharge permet de réduire les capacités à installer et les coûts d'approvisionnement. Pour l'objectif de 45%, la flexibilité de la recharge permet de réduire les besoins de capacités EnR de 12% à 26%, et les coûts de 8% à 14% pour les scénarios Flex et Flex+ respectivement. **Les bénéfices de la flexibilité de la recharge peuvent compenser les surcoûts liés à l'installation des capacités EnR** (hors coûts d'installation et opération de la flexibilité de la recharge). Ainsi, il est plus économique d'atteindre un objectif EnR de 60% avec la flexibilité (scénario Flex), que de s'approvisionner seulement à partir du réseau sans flexibilité (scénario Référence, avec un score EnR de 35,5%).

Les résultats montrent aussi que l'éolien est une solution privilégiée par rapport au photovoltaïque, notamment pour les objectifs moins ambitieux (45% et 60%), car il permet un meilleur couplage avec la demande de mobilité produisant tout au long de la journée. Pour l'objectif plus ambitieux de 75%, un mix de production éolienne et PV plus équilibré est toutefois nécessaire. Le PV devient complémentaire à l'éolien, en produisant pendant certaines périodes de basse production éolienne (e.g., production éolienne plus basse en été, pendant que la production PV est plus élevée). La part de PV est de 33% des capacités installées dans le scénario Référence, et atteint 56% dans le scénario Flex+. Cette augmentation de la part du PV dans le scénario Flex+ est dû à une recharge davantage dans la journée, qui permet un meilleur couplage avec la production solaire.

Il faut aussi noter l'absence d'investissements en batteries. Ces investissements ne sont pas nécessaires pour les niveaux de score EnR considérés pour 2030, qui sont relativement faibles. Ce résultat rejoint ceux de l'étude 24/7 CFE de TU Berlin, qui identifie un besoin dans des moyens de flexibilité seulement pour des objectifs de score EnR plus ambitieux, au-delà 90%.

4.2 Résultats pour 2050

Pour 2050, trois objectifs de score EnR ont été étudiés : **100%**, correspondant à l'objectif de la Ville de Paris, ainsi que deux objectifs moins ambitieux **90%** et **95%**. Les analyses ont été menées sur le scénario de mix « EnR modérées » (reposant sur le scénario N2 de Futurs Energétiques, avec un développement

du nouveau nucléaire), qui représente une situation plus difficile pour atteindre les objectifs d’approvisionnement renouvelable. La Figure 21 présente les résultats des capacités installées par technologie pour cet horizon.

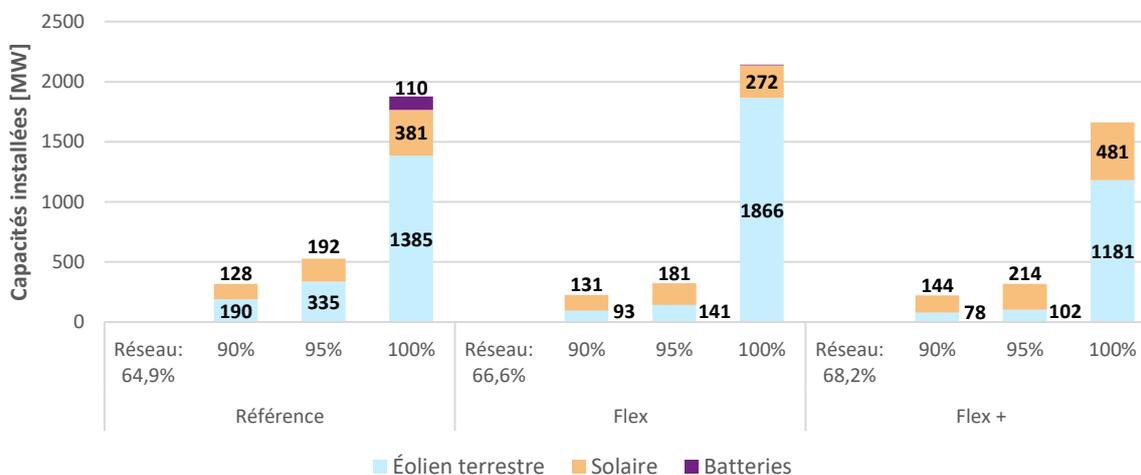


Figure 21 Capacités installée photovoltaïque, éolienne et batteries pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2050, et pour les trois objectifs de score EnR considérés

Les résultats montrent que l’atteinte de niveaux très élevés de score EnR (90%+) nécessite d’investir dans une quantité importante de renouvelable, en limitant la dépendance du réseau national. Cela est dû à la structure anticipée du mix national reposant encore en grande partie sur le nucléaire.

Ainsi, pour atteindre le 90% de score EnR, il est nécessaire d’installer entre 222 et 318 MW de capacités EnR selon le niveau de flexibilité de la recharge, produisant entre 351 à 617 GWh (78% à 137% de la demande de mobilité annuelle). Ces capacités atteignent entre 317 à 527 MW pour un score EnR de 95% (+40%-70% par rapport au score 90%), et à plus de 1660-2140 MW pour un score EnR de 100% (entre 6 et 9 fois plus que pour le score 90%).

Ces résultats montrent une complexité exponentielle pour assurer un approvisionnement en énergies renouvelables à chaque heure de l’année : **passer d’un objectif de 95% à 100% multiplie par quatre à cinq les capacités avec lesquelles il faudrait contractualiser** comme montre la Figure 21.

Ainsi, **pour atteindre un approvisionnement 100% renouvelable (contractuellement), un surdimensionnement des capacités de production est nécessaire.** Les capacités installées pour l’objectif 100% EnR produisent entre 3500 à 5000 GWh, selon le scénario de flexibilité de la recharge considéré, équivalent à plus de 7 à 11 fois la demande de mobilité. Ce surdimensionnement est nécessaire pour assurer la production tant pendant les périodes de demande de pointe comme pendant les périodes de faible production renouvelable.

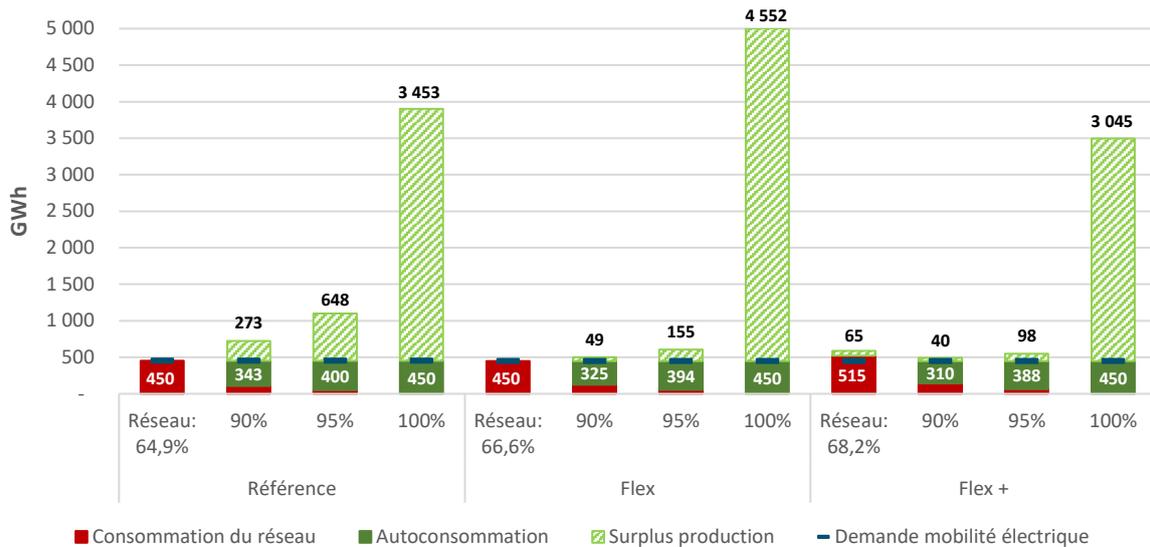


Figure 22 Approvisionnement de la demande de mobilité électrique pour les trois scénarios de flexibilité à horizon 2050

Le besoin du surdimensionnement des capacités EnR est visible par la Figure 23, qui présente les sources d’approvisionnement de la demande de mobilité pendant une semaine critique avec deux jours de faible production renouvelable. Pour respecter un score EnR de 90%, les capacités renouvelables couvrent la demande la plupart du temps, sauf lors de certaines périodes de pointe ou pendant les jours de faible production (ici, vendredi et samedi). Une amélioration du score à 95% nécessite donc une augmentation conséquente des capacités renouvelables, de 318 MW à 527 MW. Dans cette configuration, la part d’approvisionnement venant du réseau est réduite et le surplus exporté vers le réseau augmente significativement. Enfin, pour atteindre un score EnR de 100%, il est nécessaire d’installer des capacités de production et de flexibilité extrêmement importantes, 6 fois plus que pour le score EnR 90%, de manière à pouvoir assurer l’approvisionnement pendant les périodes de faible production.

Notons que ce dernier résultat pourrait être mitigé si la ville de Paris contractualise avec des éoliennes suivant plusieurs régimes de vents différents, par exemple issus de régions différentes, pour profiter du foisonnement de la production EnR.

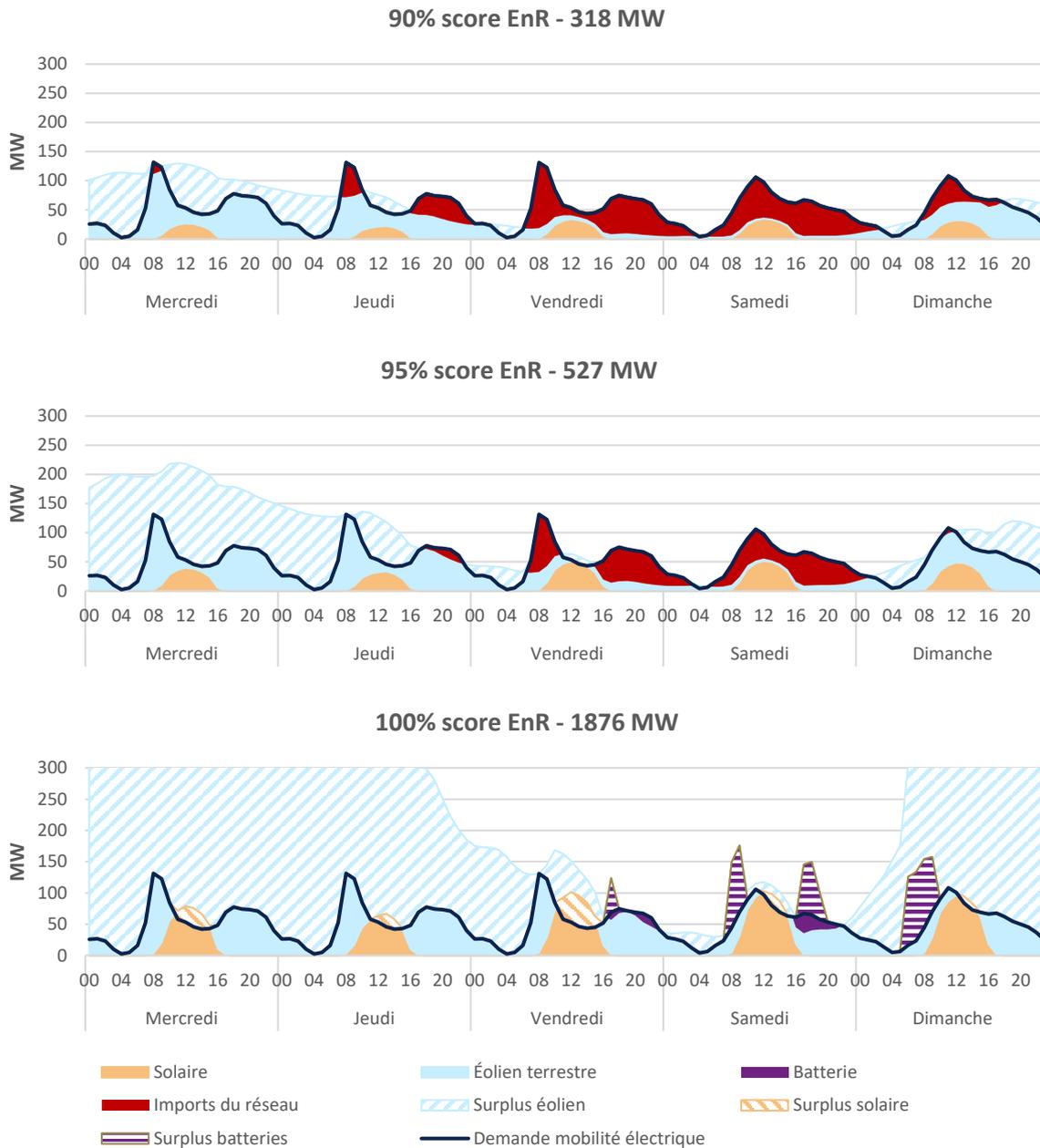


Figure 23 Courbes de recharge à l'horizon 2050 pour le scénario de flexibilité Référence, pour une semaine critique de faible production renouvelable

Plusieurs études en France³² et à l'international montrent que ce résultat reste vrai à l'échelle nationale : un mix permettant d'atteindre un score EnR de 100% est significativement plus cher qu'un mix permettant d'atteindre 90 ou 95%. En effet, cela nécessite des moyens de production pilotables (hydro, géothermie, biomasse) et du stockage de courte (batteries) et longue durée, notamment à travers le stockage d'hydrogène vert (Power-to-gas-to-power). Le fait de considérer un grand système

³² Voir par exemple l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » de l'ADEME parue en 2015 qui montre que dans certaines conditions un mix à 80% renouvelable semble significativement moins cher

permet toutefois de mutualiser les aléas tant sur la consommation que sur la production et de réduire cet effet par rapport à la situation locale analysée dans cette étude. Les interconnexions électriques entre pays permettent aussi de réduire ce surcoût, en mutualisant les moyens de production et flexibilité à travers des régions plus vastes. Ainsi, il est plus facile d’assurer la continuité de production entre plusieurs pays, que en considérant seulement un seul pays ou région. L’approche adoptée dans cette étude présente donc des contraintes plus élevées pour atteindre l’objectif 100%, car il nécessite de couper toute dépendance au réseau interconnecté Européen.

Rappelons enfin que cette étude n’a été réalisée que pour un seul scénario de demande de mobilité. Cependant, il existe une grande incertitude sur le développement de la mobilité, notamment à l’horizon 2050. En particulier, la demande de mobilité pourrait se voir réduite significativement à l’horizon 2050 si l’on s’en tient aux politiques de réduction de la demande de mobilité et de report modal des transports motorisés individuels vers les mobilités douces et les transports en commun, tel qu’envisagé par la Ville. Une réduction de la demande de mobilité entraînerait mécaniquement une réduction des capacités renouvelables à installer, en première approximation, de façon proportionnelle à la réduction de la demande, donc des coûts et des impacts moindres pour la collectivité. Cependant, il faut noter qu’atteindre un score EnR de 100% demeure complexe et nécessite toujours un surdimensionnement conséquent des capacités renouvelables par rapport à la demande (ici entre 6 à 11 fois en énergie produite).

4.3 Analyse socioéconomique et environnementale des mix de production d’énergies renouvelables

4.3.1 Contenu et objectifs

Cette partie présente les impacts socio-économiques et environnementaux associés au dimensionnement de capacités EnR pour la mobilité induits par les différents scénarios modélisés (Référence, Flex et Flex+), et pour l’année 2030. Ces impacts sont évalués en considérant l’ensemble du cycle de vie des différentes technologies de production d’électricité considérées dans les scénarios modélisés.

Le tableau ci-dessous synthétise les impacts socio-économiques et environnementaux considérés ainsi que les méthodes d’analyse utilisées pour les évaluer.

Tableau 7 Présentation des impacts socio-économiques et environnementaux analysés

Type d’impact analysé	Intitulé de l’impact analysé	Méthode d’analyse
Socio-économique	Créations d’emplois	Quantitative, à partir des scénarios modélisés, pour deux objectifs EnR (45% et 75%) à horizon 2030
	Valeur ajoutée brute créée	
Environnemental	Changement climatique	Qualitative, à partir d’une revue de littérature
	Artificialisation des sols	

	Biodiversité	
	Pollutions / Santé humaine	

4.3.2 Impacts socio-économiques

Le développement de capacités renouvelables est créateur d'emplois et de valeur ajoutée en France, tant lors de l'investissement initial de développement et de construction qu'à travers les opérations et la maintenance au long de la vie des parcs de production.

Le choix a été fait de présenter les impacts socio-économiques associés à la production d'électricité d'origine renouvelable pour différents scénarios en 2030. Afin de faciliter la lecture de ce rapport et parce que cet horizon de temps comporte davantage d'incertitudes pour effectuer une estimation quantitative, les impacts socio-économiques ne sont pas présentés pour l'échéance 2050.

L'ensemble des impacts socio-économiques et environnementaux induits par les dimensionnements de capacités EnR au sein de chaque scénario modélisé sont appréciés au regard des données d'entrées ci-dessous, résultats de la modélisation présentés dans ce rapport :

Tableau 8 Capacités EnR considérées à l'horizon 2030 pour l'analyse des impacts socio-économiques

Technologie	Objectif Score EnR de 45%			Objectif Score EnR de 75%		
	Référence	Flex	Flex+	Référence	Flex	Flex+
Eolien terrestre	42	37	31	157	129	102
PV grandes toitures	0	0	0	76	70	88
TOTAL	42	37	31	232	199	189

Créations d'emplois

La création d'emplois est évaluée de manière quantitative à l'aide de l'outil TETE (Transition Écologique Territoires Emplois). Cet outil a été réalisé par le Réseau Action Climat et l'ADEME. Il permet d'effectuer une estimation des emplois créés par des politiques de transition écologique (stratégie climat-énergie-déchets) sur un territoire, pour chaque année jusqu'à 2050.³³

Le paragraphe ci-dessous, extrait d'un document explicatif fourni avec l'outil TETE, décrit de manière plus détaillée cet outil :

« L'outil TETE est basé sur le tableau entrées-sorties (TES) de la comptabilité nationale. Actuellement l'outil se base sur le TES de 2010. Il permet d'évaluer le nombre d'emplois (en ETP) directs et indirects créés et détruits à l'échelle d'un territoire lié à la mise en œuvre d'un scénario de transition écologique, en comparaison avec un scénario tendanciel. Les scénarios énergétiques peuvent être construits à différentes échelles temporelles, de moyen (2030) et

³³ Pour plus d'informations sur l'outil TETE, consulter le site web qui lui est dédié : [Transition Ecologique Territoires Emplois | Accueil \(territoires-emplois.org\)](https://www.territoires-emplois.org)

long terme (2050). L'outil permet d'effectuer une estimation des emplois à différentes échelles territoriales, à partir de l'échelle d'une commune. Toutefois, les résultats de l'outil commencent à être robustes à partir de l'échelle d'un EPCI. Les sources de données sont accessibles et certains paramètres sont modifiables (taux d'importation, productivité du travail, durée de vie des installations, ...). » (Source : documentation de l'outil TETE, 2020)

En utilisant l'outil TETE, il est possible d'obtenir une évaluation des emplois directs (c'est-à-dire les emplois des secteurs concernés, à savoir celui des EnR, PV et éolien) et indirects (c'est-à-dire les emplois situés dans la chaîne des fournisseurs du secteur concerné) créés par l'installation de nouvelles capacités EnR. Cependant, l'outil TETE ne permet pas de calculer les emplois induits par un effet multiplicateur dans le reste de l'économie.

Par hypothèse, toutes les capacités installées (PV et éolien) sont localisées en France métropolitaine, et il est considéré qu'elles sont installées l'année 2023. Les résultats concernent les emplois situés en France métropolitaine. Les résultats en termes d'emplois sont exprimés par année en équivalent temps plein (ETP). Les emplois créés sur la période 2023-2030 sont considérés.

Une durée de vie de 30 ans pour les équipements et infrastructures PV et éolien est considérée dans ce calcul des emplois créés.

Le graphique ci-dessous donne les résultats obtenus via l'outil TETE des ETP créés en lien avec les capacités installées pour chaque scénario, selon chacun des deux objectifs EnR à horizon 2030 (45% et 75%) et en distinguant les emplois créés en lien avec les capacités installées de PV et d'éolien.

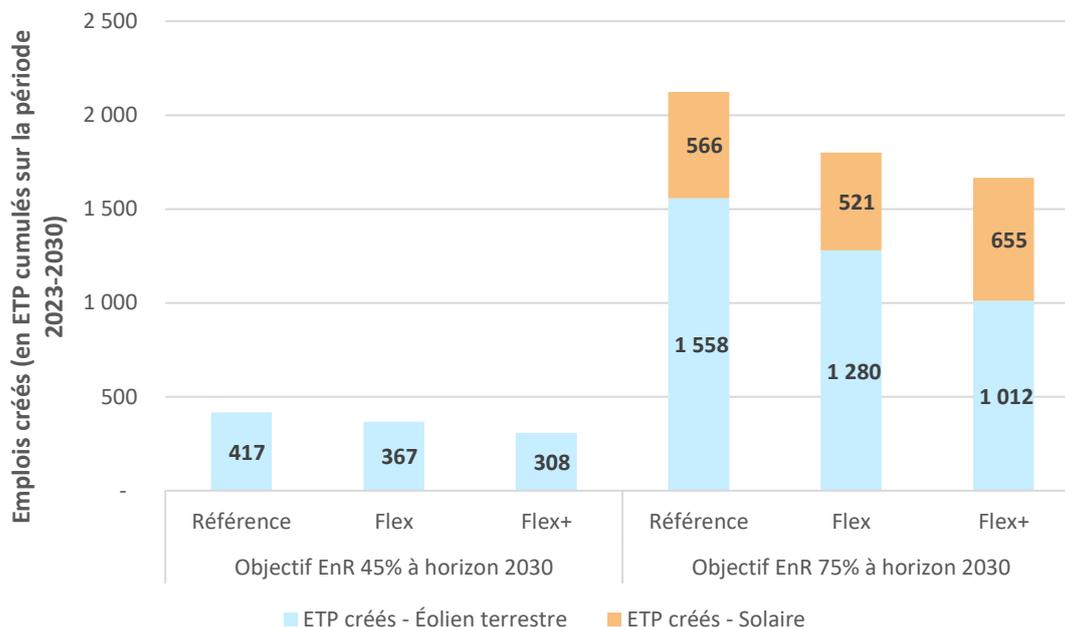


Figure 24 Emplois créés (en équivalent temps plein, « ETP ») en France dans les différents scénarios de mix de production d'électricité renouvelable à horizon 2030 (cumul des ETP créés chaque année sur la période 2023-2030)

Ces résultats tendent à montrer que pour le déploiement de nouvelles capacités de production EnR à horizon 2030, pour l'ensemble des scénarios modélisés, la plupart des emplois créés sont liés au déploiement de l'énergie éolienne. Aussi, de manière attendue, les scénarios impliquant le déploiement de capacités EnR les plus importantes génèrent le plus d'emplois.

Valeur ajoutée brute créée

Les énergies renouvelables sont reconnues comme fortement contributrices à la création de valeur ajoutée en France. En effet, une part importante des investissements et dépenses de fonctionnement est effectuée sur le territoire et est non délocalisable. C'est le cas notamment des investissements de développement et études, d'installation et de raccordement au réseau et des dépenses d'opérations et maintenance notamment. En revanche, les turbines éoliennes et panneaux solaires photovoltaïques sont majoritairement importés (75% des turbines éoliennes et 71% des modules, 100% des onduleurs de panneaux PV³⁴), créant moins de valeur ajoutée sur le territoire français. Ces chiffres mettent également en évidence l'opportunité d'une réindustrialisation de ces filières d'un point de vue économique et de l'emploi.³⁵

³⁴ Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, [Syndicat des Énergies Renouvelables & EY](#), Juin 2020

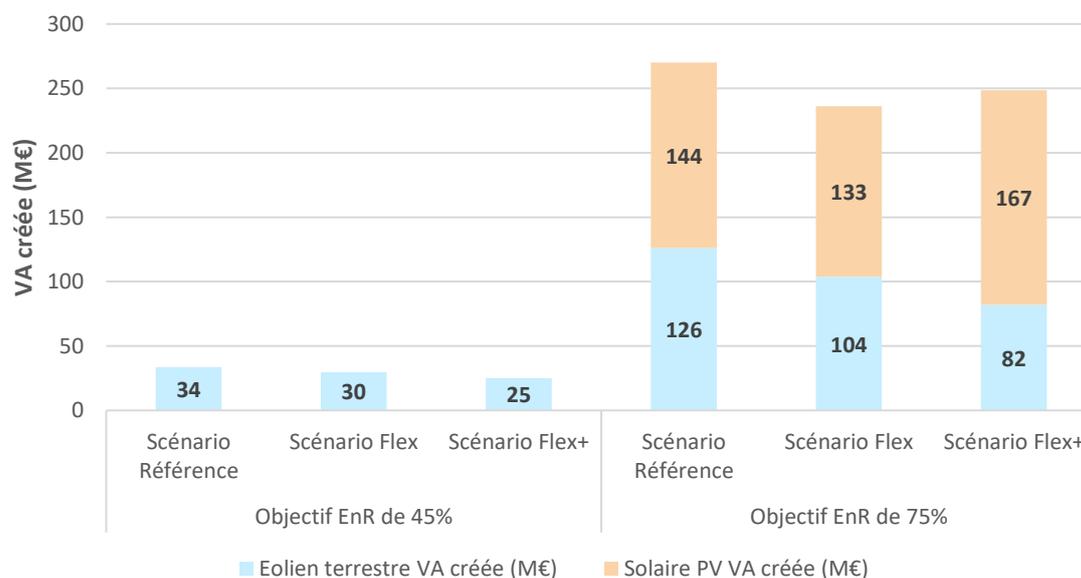
³⁵ Transition énergétique : des mesures pour structurer et réindustrialiser les filières renouvelables, [Ministère de l'économie](#), 2023

En nous fondant sur l'étude publiée par le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) et EY en 2020, nous avons quantifié la valeur ajoutée brute directe et indirecte, créée pour chaque MW d'éolien terrestre et de solaire photovoltaïque créé pour en déduire la valeur ajoutée totale des différents scénarios modélisés.³⁶ Les résultats de l'étude du SER et EY sont synthétisés ci-dessous. Il est intéressant de noter que l'installation de capacités éoliennes est 25% plus créatrice de valeur par MW que le développement de capacités de production solaire photovoltaïque.

Tableau 9 Valeur ajoutée brute créée en France (M€) dans les différents scénarios d'objectif de score EnR et de flexibilité de la recharge

Technologie	Objectif EnR de 45%			Objectif EnR de 75%		
	Référence	Flex	Flex+	Référence	Flex	Flex+
Eolien	34	30	25	126	104	82
Solaire	0	0	0	144	133	167
TOTAL VA (M€)	34	30	25	270	236	249

Figure 25 Valeur ajoutée brute créée en France dans les différents scénarios de mix de production d'électricité renouvelable



À la lecture de ces résultats, il est important de considérer également le coût correspondant à ces scénarios. Ainsi, les scénarios associés à la plus grande création de valeur et d'emplois sont aussi les choix les plus coûteux pour les consommateurs d'électricité, correspondant à un surdimensionnement

³⁶ Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, [Syndicat des Energies Renouvelables & EY](#), Juin 2020

des capacités de production pour couvrir la consommation en continu pour un objectif de Score EnR renouvelable donné.

4.3.3 Impacts environnementaux

Changement climatique

Pour prendre en compte l'impact du dimensionnement des capacités EnR modélisées, il convient de s'intéresser à la phase amont du cycle de vie de ces équipements et infrastructures. La Base Carbone de l'ADEME³⁷ fournit des informations sur les émissions « amont » de chaque type d'énergie renouvelable, c'est-à-dire les émissions liées à la fabrication et à la maintenance des dispositifs de production d'électricité.

On présente ci-dessous les facteurs d'émissions considérés dans les travaux de modélisation. Le facteur d'émission du mix électrique en France à l'horizon 2030 a été calculé en base aux simulations du système électrique Européen, et grâce aux facteurs d'émission de la Base Carbone ADEME³⁸.

Tableau 10 Facteurs d'émissions – Electricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable et mix réseau 2030

Nom du facteur d'émission– Base Carbone - ADEME	Valeur (en kgCO ₂ eq/MWh)
Électricité/éolien terrestre/production	14,1
Électricité/photovoltaïque/Fabrication Chine	43,9
Électricité/photovoltaïque/Fabrication France	25,2
Mix réseau France 2030 (calcul en base aux simulations)	21,9

Notons que les émissions de GES liées au photovoltaïque sont supérieures à l'éolien terrestre dans la Base Carbone ADEME. Des valeurs similaires sont trouvées dans d'autres études³⁹. Aussi, il est intéressant de noter que, le facteur d'émission du mix réseau (21,9 kgCO₂eq/MWh) est largement inférieur à celui du PV fabriqué en Chine (43,9 kgCO₂eq/MWh), facteur d'émissions PV par défaut utilisé en France. Cela est dû à la prépondérance de la production nucléaire (et hydro et éolienne dans une moindre mesure) dans le mix français avec des facteurs d'émissions faibles.

Notons cependant que les facteurs d'émissions totales de l'électricité produite à partir de PV fabriqué en Europe (32,3 kgCO₂eq/MWh) ou en France (25,2 kgCO₂eq/MWh) restent supérieurs à celui du mix réseau en 2030, mais sont bien inférieurs à celui de l'électricité produite à partir de PV fabriqué en Chine.

³⁷ <https://base-empreinte.ademe.fr/>

³⁸ Calculs prenant en compte les imports des pays voisins. Ces imports augmentent le facteur d'émissions du mix réseau français de ~1 kgCO₂eq/MWh à eux seuls.

³⁹ Voir notamment : Torres, J. P., & Petrakopoulou, F. (2022). A closer look at the environmental impact of solar and wind energy. Global Challenges, [URL](#)

A titre de comparaison, les facteurs d'émissions ci-dessous sont associés à certains moyens de production conventionnels :

Tableau 11 Facteurs d'émissions – Electricité produite à partir d'énergies fossiles (source : ADEME Base carbone)

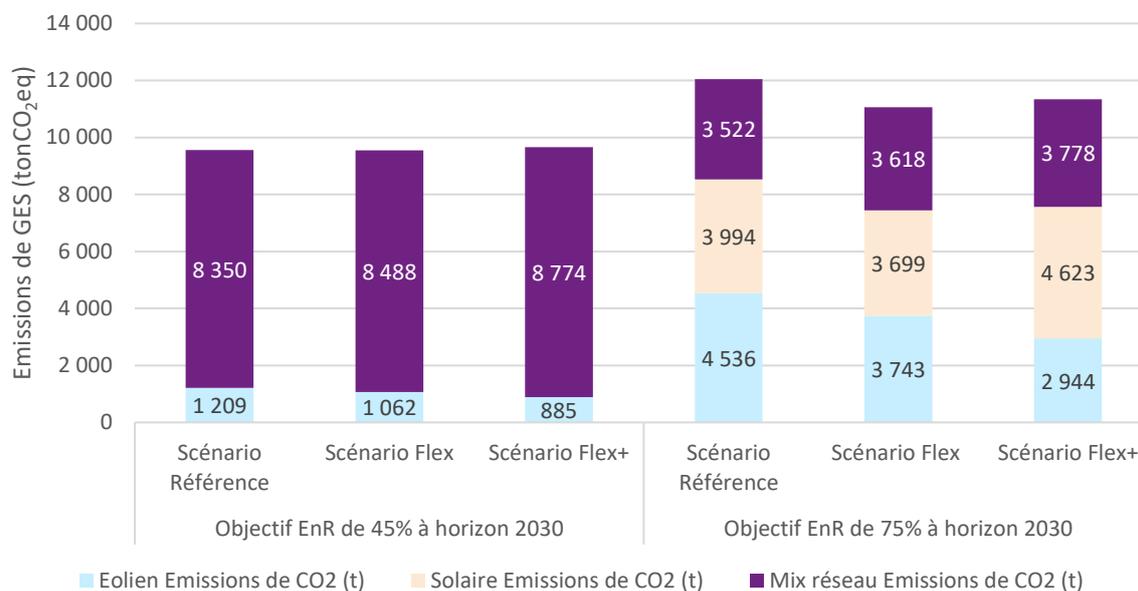
Nom du facteur d'émission– Base Carbone - ADEME	Valeur (en kgCO ₂ eq/MWh)
Electricité/centrale charbon/production	1060
Electricité/centrale gaz/production	418
Electricité/centrale nucléaire/production (Parc Français)	3,7
Electricité/hydraulique/production	6

En multipliant les consommations d'électricité d'origine éolienne, solaire et du mix électrique modélisées par les facteurs d'émissions des différentes technologies, il est ainsi possible de calculer l'empreinte carbone de la recharge de véhicules électriques pour chaque scénario de recharge et d'objectif de Score EnR. Les résultats pour les objectifs de 45% et 75% EnR sont présentés dans le tableau et le graphique ci-dessous. Pour ces calculs, il est considéré l'installation des panneaux photovoltaïques produits en Chine, donc avec un facteur d'émission de 43,9 kgCO₂eq/MWh.

Tableau 12 – Production et émissions totales de GES (sur l'ensemble du cycle de vie) pour la mobilité électrique, pour chaque scénario – 2030

Catégorie	Technologie	Objectif EnR de 45%			Objectif EnR de 75%		
		Référence	Flex	Flex+	Référence	Flex	Flex+
Production électrique (GWh)	Eolien	86	75	63	322	265	209
	Solaire	0	0	0	91	84	105
	Mix réseau	381	388	401	161	165	173
	Total	467	463	463	574	515	487
Emissions de GES (tonCO₂eq)	Eolien	1 209	1 062	885	4 536	3 743	2 944
	Solaire	0	0	0	3 994	3 699	4 623
	Mix réseau	8 350	8 488	8 774	3 522	3 618	3 778
	Total	9 559	9 550	9 660	12 052	11 061	11 345
Intensité d'émissions GES (kgCO₂eq/MWh)		20,5	20,6	20,8	21,0	21,5	23,3

Figure 26 - Emissions totales de GES (sur l'ensemble du cycle de vie) associées à chaque scénario - 2030



Du tableau précédent, on observe que les cas présentant la part d’approvisionnement d’origine renouvelable la plus importante (objectif Score EnR 75%) sont également ceux ayant des émissions de GES les plus importantes (voir l’intensité d’émissions de chaque scénario). Cela est expliqué par le faible facteur d’émission du mix national par rapport au facteur d’émission du solaire PV. Ainsi, un approvisionnement en électricité avec une forte part de production PV a un bilan d’émissions de GES supérieur qu’un approvisionnement suivant le mix réseau français à l’horizon 2030. De cette manière on observe que le scénario Flex+, qui permet un meilleur couplage avec la production PV, atteint l’intensité d’émissions de GES la plus élevée de scénarios.

Notons que l’écart en termes d’intensité carbone des différents scénarios associés à ces deux objectifs EnR reste relativement faible, l’ensemble des scénarios ayant une intensité carbone se tenant entre 20,5 kgCO₂eq/MWh (scénario de référence, objectif EnR 45%) et 23,3 kgCO₂eq/MWh (scénario Flex+, objectif EnR 75%).

Il faut aussi considérer qu’une part croissante de producteurs de panneaux solaires s’engagent dans des trajectoires de réduction de leurs émissions de GES. Ainsi il est probable que le facteur d’émission de cette technologie baisse dans les années à venir, avec la décarbonation des mix de production d’énergie en Chine, ou en considérant un développement de l’industrie photovoltaïque en France ou en Europe. Cette baisse est, cependant, trop incertaine pour être estimée dans ce rapport.

Vu l’incertitude de l’évolution des facteurs d’émission totales, il est aussi intéressant de s’intéresser aux émissions directes de CO₂, c’est-à-dire celles liées seulement à la phase de production d’électricité. Le tableau ci-dessous présente les émissions directes pour chaque scénario de recharge et d’objectif de Score EnR :

Tableau 13 Emissions directes de CO₂ (combustion) associées à chaque scénario – 2030

Catégorie	Technologie	Objectif Score EnR de 45%			Objectif Score EnR de 75%		
		Référence	Flex	Flex+	Référence	Flex	Flex+
Production électrique (GWh)	Eolien	86	75	63	322	265	209
	Solaire	0	0	0	91	84	105
	Mix réseau	381	388	401	161	165	173
	Total	467	463	463	574	515	487
Emissions de GES (tonCO₂eq)	Eolien	0	0	0	0	0	0
	Solaire	0	0	0	0	0	0
	Mix réseau	6 215	6 318	6 531	2 621	2 693	2 812
	Total	6 215	6 318	6 531	2 621	2 693	2 812
Intensité d'émissions CO₂ (kgCO₂eq/MWh)		13,3	13,6	14,1	4,6	5,2	5,8

Les émissions de la production d'électricité pour l'éolien et le solaire sont considérées comme nulles sur la phase de production d'électricité, contrairement à celles du mix réseau, qui comprend les émissions liées à la combustion des énergies fossiles.

L'analyse des émissions de GES de chaque scénario en ne considérant que la phase de production d'électricité est très différente de l'analyse dans une approche de cycle de vie. Ainsi, un objectif EnR de 75% permet de diviser au moins par deux les émissions directes de GES associées à chaque scénario. Le scénario de référence associé à un objectif EnR de 75% est alors le moins émissif en valeur absolue comme en intensité, ce scénario ayant la plus petite consommation d'électricité provenant du mix réseau parmi les six scénarios considérés.

En définitive, l'analyse des émissions de GES des différents scénarios pour les objectifs EnR 45% et 75% met en exergue le constat que le recours à l'éolien et au solaire permet de réduire drastiquement les émissions de GES associées à la phase de production d'électricité. L'analyse de l'ensemble du cycle de vie de la production d'électricité par moyen de production permet également de constater que le recours aux énergies renouvelables comporte un enjeu clé de décarbonation portant sur la baisse de l'intensité carbone de la production des équipements. Comme le montre la comparaison des facteurs d'émissions de l'électricité produite à partir de PV fabriqué en Chine, en Europe et en France, une relocalisation des filières industrielles de production des équipements (composants, assemblage des panneaux PV et éoliennes) permettrait ainsi de réaliser des réductions significatives sur l'intensité carbone de ces moyens de production d'électricité.

Artificialisation des sols

Concernant l'impact des capacités EnR installées sur l'artificialisation des sols, il est très difficile de distinguer la source d'énergie ayant le moins d'incidences négatives sur l'utilisation des terres entre l'éolien terrestre et le PV en toiture.

En effet, l'énergie éolienne terrestre se distingue d'autres sources d'électricité (centrales à charbon, gaz ou nucléaire) parce qu'il est possible d'utiliser le terrain situé entre les turbines pour d'autres activités. L'utilisation des terres des parcs éoliens est donc très variable, comme le montrent certains travaux de recherche comparant l'impact en termes d'occupation des sols de différentes sources d'énergies renouvelables et fossiles, dans une approche d'analyse de cycle de vie.⁴⁰

Les choix concernant le lieu et la manière de déployer l'énergie éolienne peuvent entraîner une utilisation intensive de terres, ou à l'inverse une utilisation moindre de terres que celles que nous utilisons aujourd'hui. Le PV au sol entraîne une utilisation des terres relativement forte, même si cet impact varie fortement selon la localisation considérée. Le PV en toiture a en revanche une incidence très faible sur l'utilisation des terres, son impact néanmoins pas nul en raison du terrain utilisé pour l'extraction des minéraux utilisés pour produire les panneaux photovoltaïques (silicium, aluminium, argent, cuivre notamment).

Selon certaines sources, la production d'énergie nucléaire aurait un impact très faible en termes d'emprise au sol sur l'ensemble de son cycle de vie, en particulier en considérant cet impact au regard de sa capacité de production d'énergie en kWh.⁴¹ Ce résultat est néanmoins à prendre avec précautions, certains travaux de recherche analysant l'impact de la production d'électricité selon diverses sources d'énergie renouvelables et fossiles dans une approche d'analyse de cycle de vie montrant à l'inverse que le cycle des combustibles issus de la biomasse est le plus intensif en termes d'utilisation des sols, suivi par le cycle des combustibles nucléaires.⁴² De plus, le recours à l'énergie nucléaire induit une utilisation des sols très singulière par rapport aux autres sources d'énergie, le traitement des déchets nucléaires nécessitant une utilisation sous-terrainne des sols pour leur enfouissement. Il est donc difficile de conclure de manière définitive sur la réalité de l'impact environnemental de l'énergie nucléaire sur l'ensemble de son cycle de vie en termes d'utilisation des sols.

Pollutions / Santé humaine

Dans une approche de cycle de vie, les énergies photovoltaïques et éoliennes ne provoquent généralement pas de pollution significative et directe de l'air, de l'eau ou du sol lors de leur utilisation. Les énergies renouvelables permettent d'éviter l'émission de nombreux polluants atmosphériques

⁴⁰ Lifecycle Assessment of Electricity Generation Options. United Nations Economic Commission for Europe, UNECE, 2021, [URL](#)

⁴¹ Lifecycle Assessment of Electricity Generation Options. United Nations Economic Commission for Europe, UNECE, 2021, [URL](#)

⁴² Fthenakis, V., & Kim, H. S. (2009). Land Use and Electricity Generation: A Life-cycle analysis, [URL](#)

pour les usages de la mobilité. Leurs impacts sur la pollution et la santé humaine sont donc limités en comparaison de ceux induits par les énergies fossiles.

Cependant, de nombreux produits chimiques sont utilisés dans la fabrication des panneaux photovoltaïques. Par exemple, les cellules solaires à couche mince contiennent des substances cancérigènes telles que le cadmium et d'autres métaux lourds. La manipulation inappropriée dans le processus de recyclage des modules photovoltaïques peut exposer le public à des matériaux toxiques tels que le cadmium, l'arsenic et la poussière de silice.⁴³

Les produits et matériaux utilisés sur le cycle de vie des éoliennes peuvent également engendrer certaines pollutions, mais dans des ordres de grandeur inférieurs à ce qui est observé par les travaux de recherche sur le sujet pour les infrastructures et équipements PV. En comparaison avec les énergies fossiles, l'impact environnemental de l'énergie éolienne sur les écosystèmes et la santé humaine en raison de pollutions est faible, voire négligeable.⁴⁴

Les impacts environnementaux du nucléaire en termes de pollution et de santé humaine ne se limitent pas aux catastrophes de Tchernobyl et de Fukushima. Le fonctionnement d'une centrale nucléaire entraîne des rejets de chaleur qui engendrent une nuisance directe sur l'environnement de la centrale, en particulier dans les eaux de surface où une partie de la chaleur générée par la centrale est évacuée.⁴⁵

En effet, contrairement aux systèmes énergétiques PV et éolien, l'énergie nucléaire nécessite une utilisation très intensive de ressources en eau pour son fonctionnement, avec une consommation estimée par certains travaux de recherche située entre 1500 et 3,200 L/MWh, contre 0 à 20 L/MWh pour le PV et 0 à 4 L/MWh pour l'éolien.⁴⁶ Cette consommation d'eau de l'énergie nucléaire entraîne des changements de température dans les masses d'eau. On parle alors de pollution « thermique ».

Les rejets radioactifs et les déchets liés à l'utilisation de l'énergie nucléaire sont également un enjeu environnemental majeur en termes de pollutions et de santé humaine. Toutes les installations nucléaires rejettent de la radioactivité dans l'environnement. Ces pollutions contaminent les fleuves, les océans, les nappes phréatiques et l'air. Les déchets issus de la production d'énergie nucléaire, pour certains hautement radioactifs, devront être enfouis sous terre, à plusieurs centaines de mètres de profondeur, pour des milliers d'années.⁴⁵ L'exposition aux rayons ionisants induite par les activités de production d'énergie nucléaire peut avoir des conséquences mortelles pour l'homme si elle atteint certains seuils. Néanmoins, l'Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire (ISRN), expert public national des risques nucléaires et radiologiques, qualifie l'exposition des travailleurs à ces rayonnements en France de « limitée et maîtrisée », les travailleurs du secteur nucléaire étant

⁴³ Hamed, T. A. (2022). Environmental Impact of Solar and Wind energy- A Review, [URL](#)

⁴⁴ Pour illustrer ce constat, voir notamment : Fischer, J. (2021). Comparing Wind and Solar Energy Impacts on the Environment: A LCA Approach Using openLCA Platform, [URL](#)

⁴⁵ Combe, M. (2022). « Quels sont les impacts environnementaux d'une centrale nucléaire ? », Natura Sciences, [URL](#)

⁴⁶ Hamed, T. A. (2022). Environmental Impact of Solar and Wind energy- A Review, [URL](#)

notamment moins exposés en moyenne que ceux de l'industrie et de l'aviation.⁴⁷ Plusieurs recherches académiques suggèrent également que le nombre de décès directement liés à des incidents nucléaires serait relativement faible par rapport à l'accidentologie d'autres sources d'énergies fossiles comme le charbon, le pétrole, le gaz et l'hydroélectricité.⁴⁸ Ce constat peut néanmoins être contesté dans la mesure où les données sur la mortalité liée aux incidents nucléaires ne comptabilisant pas les effets néfastes à long terme sur la santé de l'exposition aux rayonnements radioactifs, celle-ci favorisant notamment l'apparition de cancers.

Biodiversité

L'évaluation des effets potentiels de tout projet énergétique proposé sur la flore et la faune locales est essentielle pour toute évaluation environnementale. Les impacts sur la biodiversité du déploiement de nouvelles capacités EnR sont donc très dépendants du lieu d'implantation de ces nouvelles capacités.

Selon certains travaux de recherche, l'intégration d'installations solaires à grande échelle dans l'environnement bâti aura probablement un « impact direct négligeable » sur la biodiversité⁴⁹. En lien avec l'analyse qualitative réalisée sur l'artificialisation des sols, le déploiement d'infrastructures PV au sol aura néanmoins un impact plus important sur la biodiversité que celui lié au déploiement d'équipements PV en toiture s'il entraîne l'utilisation de terres non artificialisées. Cette occupation des sols peut avoir un impact négatif sur la faune et la flore présente sur le lieu d'implantation du projet énergétique.

L'impact direct de l'énergie éolienne sur la biodiversité est la mort causée par les collisions des oiseaux avec les éoliennes. En effet, la perturbation des oiseaux est reconnue comme un problème majeur pour le développement de l'énergie éolienne, en particulier pour les sites isolés abritant des habitats rares.⁵⁰ Néanmoins, d'autres facteurs peuvent entraîner une mortalité importante chez les oiseaux, tels que la déforestation et l'expansion urbaine, ce dans des proportions qui seraient beaucoup plus élevées que celle engendrée par les éoliennes. Dans une logique de comparaison avec les énergies fossiles, les impacts de l'énergie éolienne sur la biodiversité semblent néanmoins plus limités. A titre d'exemple, certains travaux de recherche montrent que les éoliennes tuent environ 95 % d'oiseaux de moins que les combustibles fossiles.⁵¹

Concernant l'énergie nucléaire, comme évoqué précédemment, celle-ci est source de pollution thermique. Les changements de température causés par l'énergie nucléaire ont des conséquences

⁴⁷ ISRN, « Bilan des expositions aux rayons ionisants en France », [URL](#)

⁴⁸ A ce propos, voir : - Rashad, S., & Hammad, F. (2000). Nuclear power and the environment, [URL](#) ; - Brook, B. W., & Bradshaw, C. J. A. (2014). Key role for nuclear energy in global biodiversity Conservation. Conservation Biology, [URL](#)

⁴⁹ Dale VH, Efrogmson RA, Kline KL. The land use-climate change-energy nexus. Landscape Ecology 2011;26(6):755–73.

⁵⁰ Hamed, T. A. (2022). Environmental Impact of Solar and Wind energy- A Review, [URL](#)

⁵¹ Sovacool BK. Contextualizing avian mortality: a preliminary appraisal of bird and bat fatalities from wind, fossil-fuel, and nuclear electricity. Energy Policy 2009;37:2241.

néfastes pour les écosystèmes vivant dans les masses d'eau locales.⁵² Aussi, les pollutions liées aux déchets générés par l'énergie nucléaire, ainsi que l'exposition potentielle aux rayonnements ionisants qu'elle induit ont des effets néfastes sur la santé humaine et sur les écosystèmes. Le tableau ci-dessous synthétise les principaux enseignements tirés de cette revue de littérature portant sur les impacts environnementaux des différentes technologies EnR dans une approche de cycle de vie.

Tableau 14 Synthèse de l'analyse des impacts environnementaux des technologies RE

Impacts environnementaux	Technologies				Principales sources utilisées
	Eolien terrestre	PV toiture	PV au sol	Nucléaire	
Changement climatique	≈14 kgCO ₂ eq/MWh	≈44 kgCO ₂ eq/MWh		≈4 kgCO ₂ eq/MWh	Base Carbone, ADEME, URL
Biodiversité	Incertain : de 8 à 99 m ² /MWh	Faible : ≈3 m ² /MWh	Relativement élevé : ≈19 m ² /MWh	Faible : ≈0.3 m ² /MWh Impacts liés à l'enfouissement des déchets nucléaires	Ritchie H. (2022), URL
Artificialisation des sols	Mortalité des oiseaux	Faible / Négligeable	Variable selon les projets	Impacts liés à l'enfouissement des déchets nucléaires Pollution thermique, radioactivité et impacts associés sur la santé humaine et les écosystèmes	Hamed, T. A. (2022). Environmental Impact of Solar and Wind energy- A Review, URL
Pollution / Santé humaine	Faible / Négligeable	Utilisation de nombreuses substances nocives pour la santé humaine et les écosystèmes pour la fabrication des infrastructures et équipements PV			

⁵² Ghosh, A. (2022, 12 septembre). Causes, effects and solutions to thermal Pollution - Conserve Energy Future, [URL](#)

Annexe I : Hypothèses de modélisation

Estimation de volumes de recharge [GWh]

Flotte	2022	2030	2050
Véhicules particuliers – recharge résidentielle	6	117	90
Véhicules particuliers – recharge publique	3	162	211
Bus	20	80	63
Taxis	15	48	43
VTC	2	20	21
VUL	1	25	22
Total	46	453	450

Hypothèses sur les volumes de recharge

Ici sont détaillées les hypothèses utilisées pour estimer les volumes de recharge présentés précédemment (énergie, GWh) dans le périmètre géographique de la Ville de Paris aux horizons 2022, 2030 et 2050.

Recharge résidentielle

Paramètre	Unité	2022	2030	2050	Source
Taux de motorisation	%	0,37	0,34 [1]	0,27	[1] APUR
Véhicules des résidents	#	414 400	380 800	302 400	Calcul
Taux d'électrification	%	4% [2]	90%	95%	[2] SDES
Kms. Annuels	km	7000	7000	7000	Enedis
Kms. Rechargés à Paris	km	3000	3000	3000	Enedis
Rendement moyen	kWh/km	0,172	0,163	0,15	SNCB
Volume de recharge	GWh	6	117	90	Calcul

Recharge publique (<= 22kW)

Paramètre	Unité	2022	2030	2050	Source
Nombre de bornes publiques	#	4650	21800	30800	Enedis
Volume de recharge	GWh	2,6	162	211	Enedis

Le volume de recharge publique provient des estimations d'Enedis comprenant la recharge en voirie (réseau Bélib) et en parkings concédés. Le besoin de recharge rapide n'est pas considéré dans ce cas d'usage. La recharge rapide a été explicitement modélisé pour les Taxis, VTC et VUL.

Taxis

Paramètre	Unité	2022	2030	2050	Source
Nombre de taxis	#	18500 [3]	18500	18500	[3] V.de Paris
Taux d'électrification	%	4% [4]	90%	95%	[4] V.de Paris
Kms. Annuels	km	58 500 [5]	58 500	58 500	[5] SDES
Chauffeurs résidents à Paris	%	22% [6]	22%	22%	[6] 6-t
Taux de recharge résidentielle	%	70%	70%	80%	Hypothèse
Taux de recharge publique à Paris	%	15%	15%	10%	Hypothèse
Rendement moyen	kWh/km	0,172	0,163	0,15	SNCB
Volume de recharge résidentielle dans Paris	GWh	7	24	27	Calcul
Volume de recharge publique rapide dans Paris	GWh	7	24	15	Calcul

VTC

Paramètre	Unité	2022	2030	2050	Source
Nombre de VTC en Île de France	#	32 500 [5]	32 500	32 500	[5] SDES
Taux d'électrification	%	8% [5]	90%	95%	[5] SDES
Kms annuel	km	45 000 [5]	45 000	45 000	[5] SDES
Chauffeurs résidents à Paris	%	5%	5%	5%	Hypothèse
Taux de recharge résidentielle	%	70%	70%	80%	Hypothèse
Taux de recharge publique à Paris	%	6%	6%	6%	Hypothèse
Rendement moyen	kWh/km	0,172	0,163	0,15	SNCB
Volume de recharge résidentielle dans Paris	GWh	0,7	7,5	8,3	Calcul
Volume de recharge publique rapide dans Paris	GWh	1,3	12,9	12,5	Calcul

Véhicules utilitaires légers (VUL)

Paramètre	Unité	2022	2030	2050	Source
Nombre de VUL à Paris	#	82 800 [2]	82 800	82 800	[2] SDES
Taux d'électrification	[%]	4% [2]	90%	95%	[2] SDES
Kms annuels	km	7 500 [7]	7 500	7 500	[7] SDES
Taux d'accès à la recharge au dépôt à Paris	%	5%	5%	5%	Hypothèse
Taux de recharge publique rapide à Paris	%	15%	15%	15%	Hypothèse
Rendement moyen	kWh/km	0,235	0,228	0,185	SNCB
Volume de recharge au dépôt (Paris)	GWh	0,3	6,1	5,2	Calcul
Volume de recharge rapide	GWh	0,9	19,1	16,4	Calcul

Le taux d'accès à la recharge au dépôt dans Paris a été choisi très bas (hypothèse) pour rendre compte des dépôts logistiques situés principalement en banlieue, hors Paris intramuros.

Bus

Paramètre	Unité	2022	2030	2050	Source
Vehicule-km à Paris (offre contractuelle)	Million V.km	55,3 [8]	55,3	55,3	[8] Omnil
Nombre de bus à Paris	km	1000	1000	1000	Arte
Taux d'électrification	km	25% [8]	100%	100%	[8] Omnil
Rendement moyen	kWh/km	1,68	1,52	1,14	Artelys
Volume de recharge	GWh	19,8	79,7	63,2	Calcul

Scenarios de flexibilité

Part de recharge intelligente (*smart charging*, SC) et V2G dans les scénarios de flexibilité.

Flotte	Référence	Flex	Flex+
Résidentielle	0	2030 : 50% SC 2050 : 85% SC	2030 : 50% SC (dont 25% en journée), 10% V2 2050 : 65% SC (dont 50% en journée), 20% V2G
Publique	0	2030 : 0% SC 2050 : 50% SC	2030 : 50% SC 2050 : 40% SC, 10% V2G
Taxis	0	2030 : 25% SC 2050 : 55% SC	2030 : 25% SC, 5% V2G 2050 : 45% SC, 10% V2G
VTC	0	2030 : 18% SC 2050 : 34% SC	2030 : 18% SC, 4% V2G 2050 : 26% SC, 8% V2G
VUL	0	2030 : 12% SC 2050 : 24% SC	2030 : 12% SC, 2% V2G 2050 : 19% SC, 5% V2G
Bus	0	2030 : 100% SC 2050 : 100% SC	2030 : 65% SC, 10% V2G, 25% recharge rapide en journée 2050 : 40% SC, 20% V2G, 40% recharge rapide en journée

Il faut noter que la faible part de recharge flexible pour les taxis, VTC et VUL est due à la partie prépondérante de la recharge rapide dans le périmètre de la Ville de Paris pour ces cas d'usage.

On remarque aussi que le scénario Flex+ considère, en plus du smart charging et V2G, une recharge d'avantage en journée pour la recharge résidentielle (25% du volume de recharge en 2030, 50% en 2050) et les bus (25% en 2030, 40% en 2050), avec le but de coupler la recharge avec la production PV.

Autres hypothèses

Facteurs d'émissions directes moyens par technologie [kg CO₂ eq/MWh]

Technologie	Emissions CO ₂ [kgCO ₂ eq/MWh]
Charbon	986
Fioul	777
Turbine à combustion gaz	486
Cycles combinés gaz, cogénération	352
Autres gaz	583
Déchets	494
Autres (nucléaire, PV, éolienne, hydro)	0

Source: RTE, eco2mix

Annexe II : Détails sur le calcul des facteurs EnR

Le calcul des facteurs EnR suit la méthodologie implémentée dans l'étude 24/7 CFE de TU Berlin⁵³, qui considère les échanges entre pays. On considère des échanges entre la France et ces voisins par blocs, comme illustré dans la Figure A-27. Par simplification, on considère les échanges seulement avec les voisins proches.

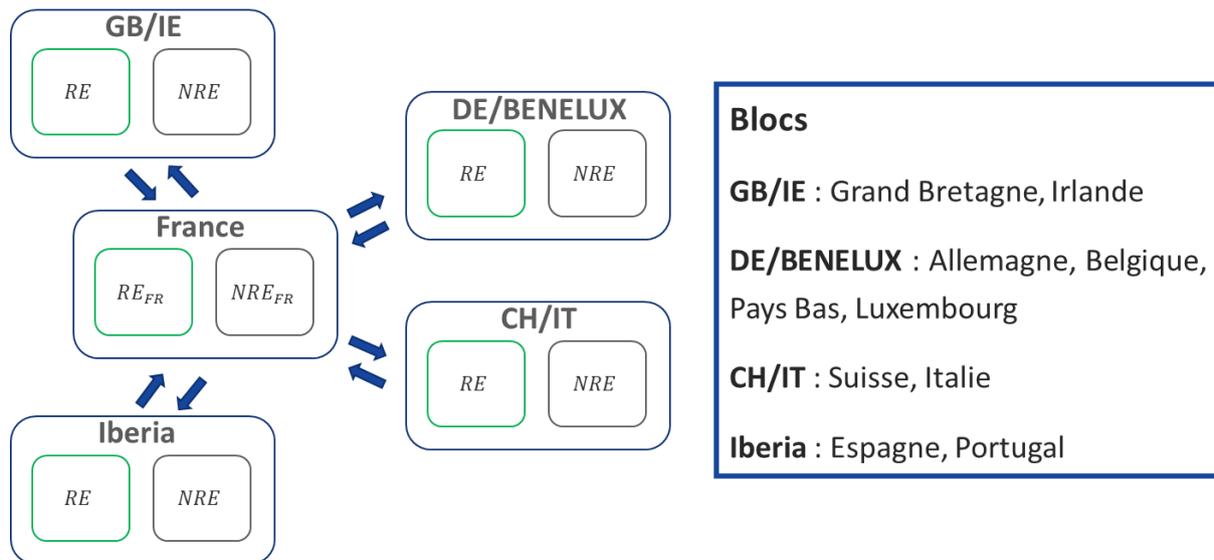


Figure A-27 Schéma pour calculer le facteur EnR en considérant les échanges entre pays

Dans chaque bloc, on peut identifier la production renouvelable $RE_b(t)$ (éolienne, solaire, hydro et biomasse), et $P_{nonRE}(t)$ la production non renouvelable (gaz fossile, charbon, nucléaire). Ainsi, on peut calculer la part renouvelable $PartRE_b(t)$ de la production de chaque bloc b sans considérer les imports comme suit :

$$PartRE_b(t) = \frac{RE_b(t)}{RE_b(t) + NRE_b(t)}$$

Pour calculer le facteur EnR en considérant les échanges de la France, on considère les imports ($Imports(t)$) nets sur la France :

$$FacteurRE_{FR}(t) = \frac{RE_{FR}(t) + Import_{net}(t) \cdot PartRE_{imports}(t)}{RE_{FR}(t) + NRE_{FR}(t) + Import_{net}(t)}$$

⁵³ [Riepin et Brown, 2022, System-level impacts of 24/7 carbon-free electricity procurement in Europe, TU Berlin](#)

Où les imports nets sont calculés comme la somme des imports et exports de la France avec chaque bloc ($Import_{b \rightarrow FR}(t)$ et $Export_{FR \rightarrow b}(t)$) pendant les heures où la France est importatrice d'électricité. Si la France est exportatrice à une heure donnée, les imports nets sont 0:

$$Import_{net}(t) = \max \left(\sum_b Import_{b \rightarrow FR}(t) - \sum_b Export_{FR \rightarrow b}(t), 0 \right)$$

La part renouvelable des imports ($PartRE_{imports}(t)$) est calculée comme la somme pondérée pour les échanges importateurs :

$$PartRE_{imports}(t) = \sum_b Import_{b \rightarrow FR} \cdot PartRE_b$$