

The logo for RTE (Réseau de Transport Électrique) is a white circle containing the letters 'Rte' in a blue, sans-serif font.

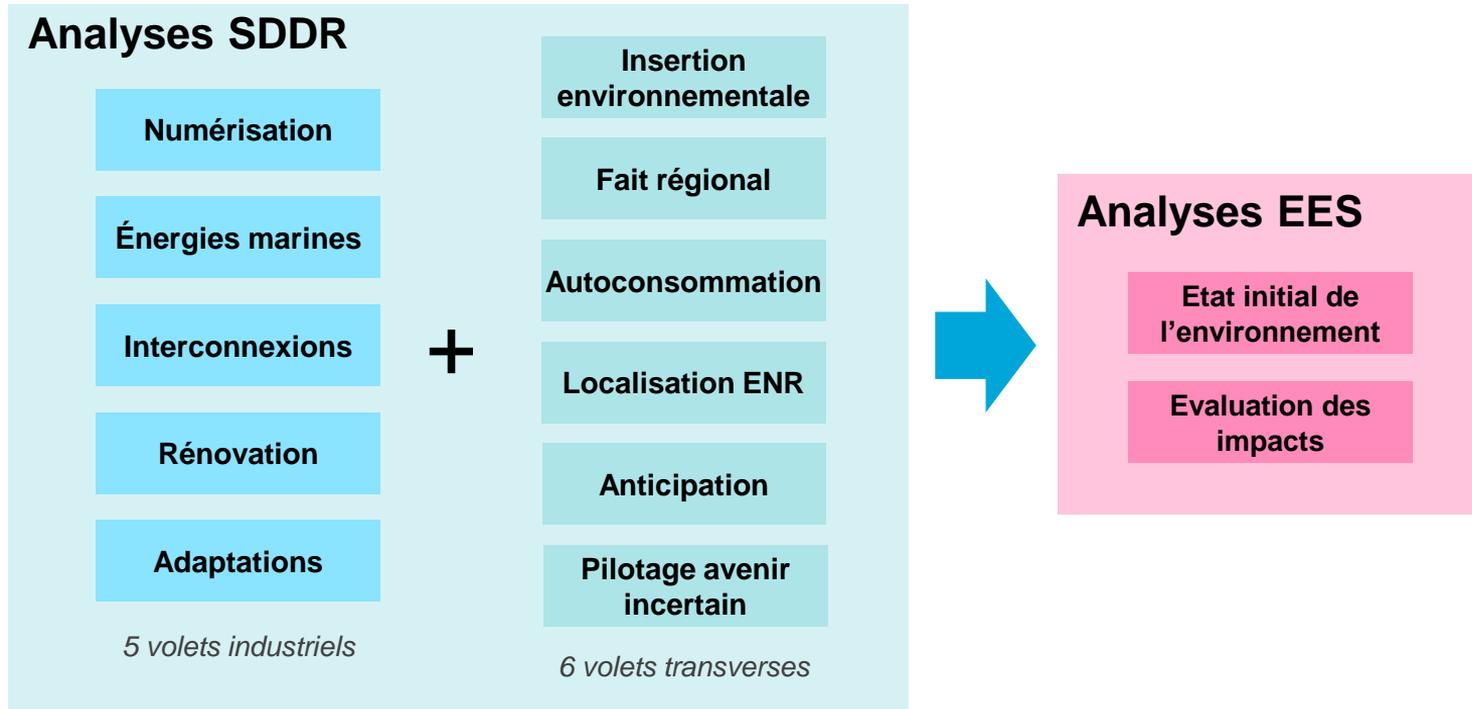
Rte

# Schéma Décennal de Développement du Réseau

Commission perspectives système et réseau

*18 janvier 2019*

# Un SDDR inédit qui doit intégrer les éléments de contexte récents et qui fera l'objet d'une évaluation environnementale stratégique



- Adaptation du calendrier à celui de la PPE
- Saisine de la CRE et de l'Autorité Environnementale, transmission au Ministre (début printemps)

# Rappel des éléments déjà présentés et plan de la présentation

CPSR  
avril 2018

- Cadrage des travaux et lancement de la consultation publique

CPSR  
juil. 2018

- Résultats préliminaires sur les besoins **d'adaptation** du réseau dans le scénario Ampère : premiers ordres de grandeur sur l'évolution des dépenses d'investissement, l'apport des flexibilités, l'impact de la localisation des EnR et les besoins d'anticipation du développement des infrastructures réseau

CPSR  
sept. 2018

- Résultats intermédiaires sur les trajectoires d'**adaptation** du réseau dans les scénarios Ampère, Volt et Watt :
  - o Des besoins d'adaptation qui dépendent au premier ordre du volume d'EnR à développer
  - o Apport des différentes solutions **smart grids** (limitations de production, automates, DLR, ...) : un accueil plus rapide des EnR et une réduction importante des coûts d'adaptation
  - o Impact de la **localisation des EnR** : leviers pour une optimisation production-transport mais localiser les EnR afin de minimiser le coût réseau n'est pas optimal pour la collectivité ( pertes de productible considérables)
  - o Propositions pour l'**anticipation** du développement de réseau
- Premiers éléments sur les besoins de **rénovation du réseau** et les leviers de maîtrise de coûts
- Présentation de la démarche **d'évaluation environnementale stratégique**

CPSR  
janv. 2019

- Synthèse des résultats sur les besoins d'**adaptation** du réseau dans les scénarios Ampère, Volt et Watt
- Résultats des variantes sur le développement de **l'autoconsommation**
- Présentation des trajectoires de développement des **interconnexions**
- Analyse des besoins de **rénovation du réseau** sur la période 2020-2035 et des leviers de maîtrise des coûts

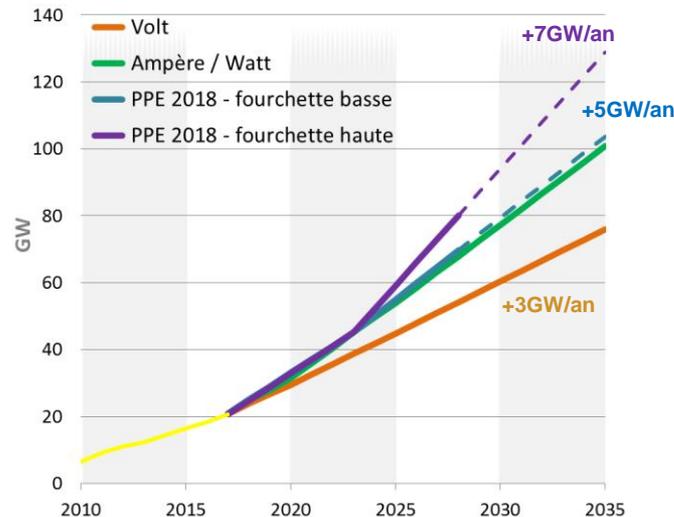


# Les adaptations

# Jusqu'à une cinquantaine de GW d'EnR terrestres (éolien + PV), pas d'engorgement du réseau conduisant à une rupture dans son dimensionnement

- Les analyses montrent que **les besoins d'adaptation du réseau dépendent désormais au premier ordre du volume d'EnR installé.**
- **Jusqu'à une cinquantaine de GW installés d'EnR terrestres (éolien + photovoltaïque), les besoins d'adaptation demeurent de même nature qu'aujourd'hui.** Ils peuvent être stables voire en baisse pourvu que les conditions permettant d'exploiter « au mieux » l'infrastructure existante soient réunies (cf. transparent suivant).
- Le seuil d'une cinquantaine de gigawatts est atteint autour de 2025 pour les scénarios Ampère et Watt, ainsi que pour le scénario de la PPE. Il est atteint autour de 2028 pour le scénario Volt.

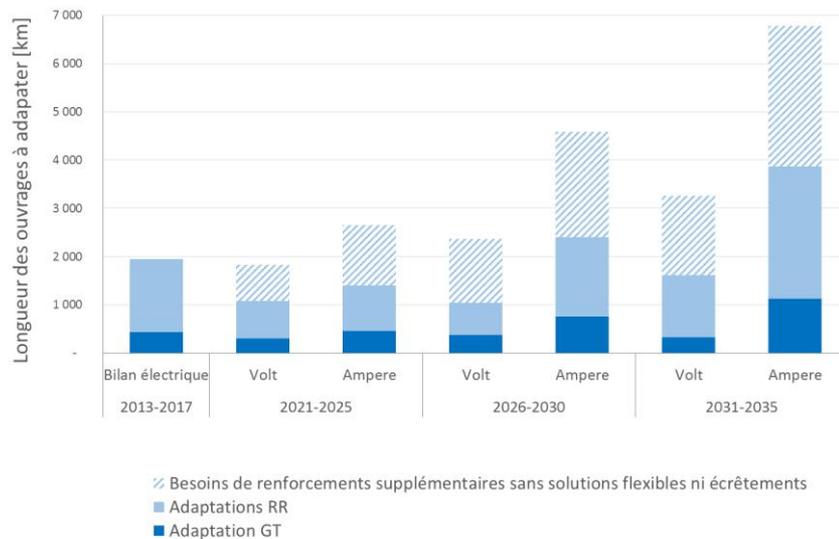
Projections d'évolution des capacités EnR terrestres (éolien terrestre + photovoltaïque)



# La stabilité des besoins d'adaptation à moyen terme repose sur une utilisation optimisée du réseau

- Une acceptation du principe de **dimensionnement optimal** du réseau (limitation de 0,3 % en énergie des EnR) couplée au déploiement de solutions numériques peut conduire à diviser par deux les besoins d'adaptation.
- L'accès à ces flexibilités nécessite néanmoins :
  - **L'hybridation du réseau électrique** avec des moyens numériques ;
  - L'établissement de **cadres contractuel et technique** adéquats ;
  - **Une acceptation collective** des principes d'adaptation du réseau de transport d'électricité (en particulier, recours aux limitations de production).
- RTE va proposer un cadre spécifique pour décliner ce principe.
- Sans ces prérequis, les besoins de développement du réseau pourront être en hausse dès le prochain quinquennat.

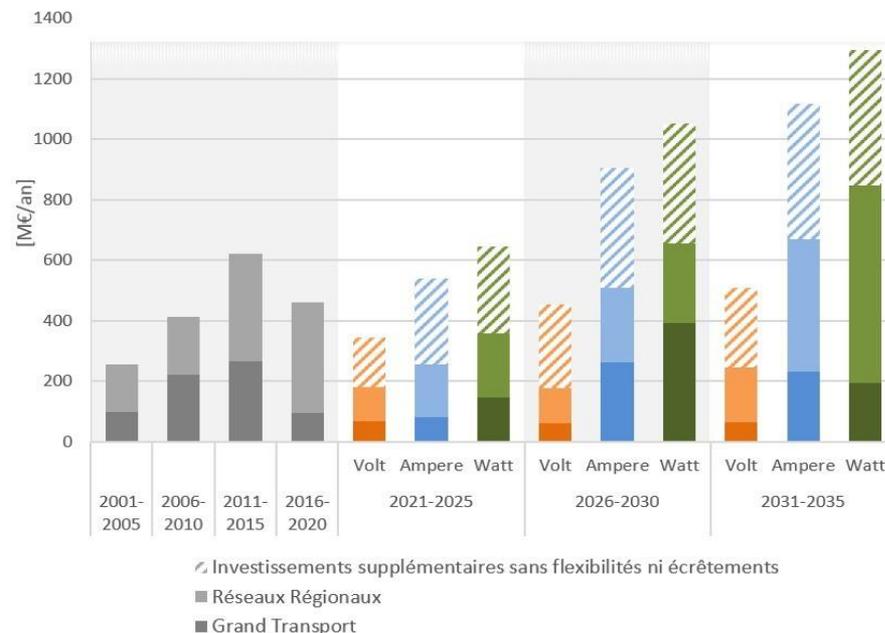
*Adaptations évitées grâce aux nouvelles solutions et au recours ponctuel aux limitations de production*



# Au-delà d'une cinquantaine de GW d'EnR terrestres (éolien +PV), des adaptations plus structurantes peuvent être nécessaires

- Entre 2025 et 2030, des évolutions plus structurantes du réseau sont nécessaires dans des scénarios à forte pénétration EnR. Il faudra alors se mettre en situation de faire évoluer le réseau à un rythme supérieur à aujourd'hui.
- Si le cadre proposé pour une « utilisation optimisée du réseau » est respecté, ceci est compatible avec une stabilité globale des dépenses sur la période 2020-2030.
- Sur la période 2020-2035, la tendance d'évolution des besoins d'adaptation est néanmoins à la hausse dans des scénarios à forte pénétration EnR.

Dépenses annuelles moyennes passées et projetées pour l'adaptation du réseau



# La réussite de l'adaptation du réseau pour la transition énergétique nécessite une compréhension partagée des principes d'évolution du réseau

- L'enjeu principal concerne la dynamique d'adaptation du réseau :

- L'évolution du réseau se prépare dès maintenant → Question de **l'anticipation** des travaux traitée au sein du GT anticipation
- L'adaptation du réseau est un prérequis aux scénarios de transition énergétique → Question de **l'acceptabilité** traitée dans l'évaluation environnementale stratégique
- Le réseau doit être robuste aux options possibles (cf. Allemagne) tout en évitant les coûts échoués → Question du **pilotage en avenir incertain** traitée dans le SDDR

- Il existe également un enjeu financier mais il n'est pas de premier ordre par rapport à d'autres enjeux :

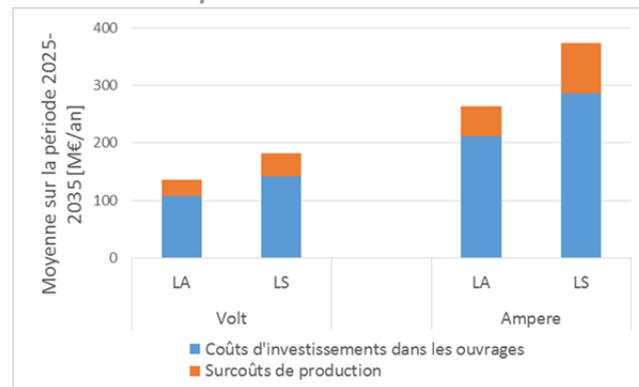
- Les dépenses d'adaptation ne constituent qu'une partie de l'ensemble des dépenses de réseau (et sont par exemples inférieures aux dépenses de rénovation sur la période 2020-2035).
- Les dépenses d'adaptation du réseau de transport d'électricité restent faibles par rapport aux coûts complets (production + RPT + RPD) des scénarios de transition énergétique.

# Les adaptations du réseau doivent s'inscrire dans un récit collectif et accepté de la transition énergétique pour favoriser le meilleur compromis

- Afin d'évaluer les enjeux associés à l'acceptabilité des nouvelles infrastructures, RTE a étudié différentes stratégies de développement des réseaux régionaux : liaisons aériennes vs souterraines.
  - Sur les réseaux régionaux, la construction en souterrain entraîne un surcoût par rapport à la construction en aérien :
    - Les coûts des infrastructures sont supérieurs.
    - Certaines infrastructures, n'étant plus rentables en souterrain, ne seront pas réalisées engendrant davantage de limitations de production.
- Les actions d'évitement et de réduction des impacts environnementaux doivent être intégrées aux trajectoires
- L'évaluation environnementale stratégique fournira une vision globale.
  - A l'échelle locale, chaque projet intègre les enjeux en termes de coûts, d'environnement et d'acceptabilité.

	Stratégie 1	Stratégie 2
	Nouvelles liaisons sur les réseaux régionaux en <u>souterrain</u> (LS)	Nouvelles liaisons sur les réseaux régionaux en <u>aérien</u> (LA)
<b>Coûts</b>	+ 40 à 50% de dépenses sur la période 2020-2035	Solution la plus économique
<b>Insertion paysagère</b>	++	-
<b>Environnement</b>	Cf. Evaluation environnementale	

Dépenses d'investissements sur les réseaux régionaux et surcoûts de production liés aux écrêtements

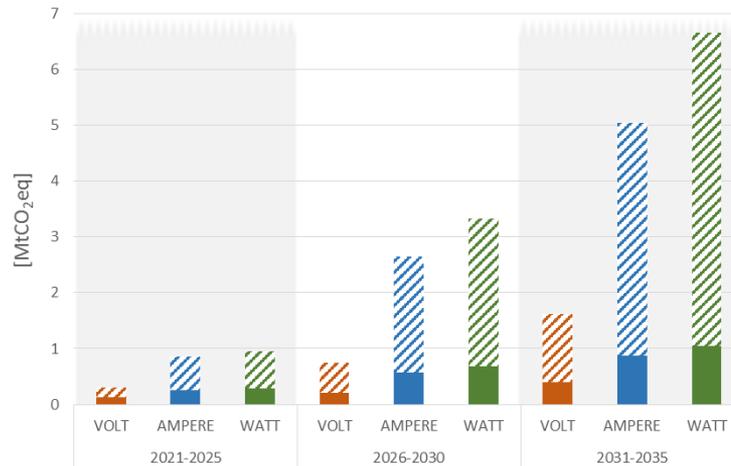


# L'adaptation du réseau est un levier de maîtrise des coûts et des émissions de CO<sub>2</sub> pour le système électrique

Sans adaptation, le réseau actuel ne pourrait pas évacuer un volume important d'énergies renouvelables

- Ces limitations induiraient le recours massif à des moyens de productions thermiques.
- Ceci se traduirait donc par des émissions de CO<sub>2</sub> supplémentaires significatives.
- L'adaptation du réseau électrique permet, toutes choses étant égales par ailleurs, d'éviter jusqu'à 5 à 6 Mt/an d'émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle européenne dans les scénarios Ampère et Watt sur la période 2030-2035 (à titre de comparaison, l'ensemble des centrales au charbon françaises a émis 7 MtCO<sub>2</sub> en 2016).

Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la résolution des contraintes de réseau, avec et sans adaptation du réseau



▨ Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en Europe permise par les investissements

■ Emissions de CO<sub>2</sub> en Europe liées à la résolution des contraintes résiduelles



02

# L'autoconsommation

# L'autoconsommation, un phénomène encore limité en France mais qui pourrait fortement se développer à long-terme

## Etat des lieux

- Avec la forte baisse des coûts constatée ces dernières années, la production photovoltaïque sur toiture (toitures industrielles, agricoles, tertiaires et, sous certaines conditions, résidentielles) arrive au niveau de la « parité réseau ».
- L'autoconsommation reste encore marginale aujourd'hui : elle concerne 35 000 consommateurs et représente aujourd'hui 0,25 GW sur les **5 GW de PV sur toiture**.

## Projections

- Les projections de RTE, basées sur un calcul du gisement technique et de l'intérêt économique des consommateurs pour ce type de régime, estiment un **développement possible de l'ordre de 40 GW de PV en autoconsommation à l'horizon 2035**.
  - **Son développement à l'avenir dépend néanmoins de plusieurs facteurs** :
    - l'évolution du coût des panneaux solaires et éventuellement du stockage individuel
    - l'évolution des tarifs TTC de l'électricité (prix de l'électricité, structure du TURPE, niveau de taxes)
    - l'appétence sociale qui peut conduire à un développement au delà de l'intérêt économique des autoconsommateurs.
- **Suite aux demandes d'étude remontées au cours de la consultation publique, RTE a construit plusieurs scénarii de développement de l'autoconsommation** (niveau et localisation de la production photovoltaïque) pour évaluer l'impact sur les dépenses d'investissement et d'exploitation.

# RTE a étudié 3 mondes possibles très contrastés en matière de développement de l'autoconsommation

	1 Développement marginal de l'autoconsommation	2 Développement massif de l'autoconsommation <u>en substitution</u> du PV au sol	3 Développement massif de l'autoconsommation <u>en addition</u> au PV au sol
<b>Puissance installée</b> (sc. Ampère)	<p>6 GW PV toiture, 42 GW PV sol</p>	<p>41 GW PV toiture, 7 GW PV sol</p>	<p>41 GW PV toiture, 42 GW PV sol</p>
<b>Surface utilisée</b>	Équivalent de la surface de <b>1,3 terrain de football par commune</b> dédié au PV au sol	Équivalent de la surface de <b>0,2 terrain de football par commune</b> dédié au PV au sol	Équivalent de la surface de <b>1,3 terrain de football par commune</b> dédié au PV au sol
<b>Répartition de la localisation du PV à l'échelle nationale</b>  Fondée sur les gisements techniques et économiques (bases de données Corine Land Cover et INSEE)	Localisation du PV essentiellement <u>en zones rurales</u> 	Localisation du PV essentiellement <u>en zones urbaines</u> 	Localisation du PV à la fois en <u>zones urbaines et rurales</u> 

# RTE a étudié 3 mondes possibles très contrastés en matière de développement de l'autoconsommation

	1 Développement marginal de l'autoconsommation	2 Développement massif de l'autoconsommation <u>en substitution</u> du PV au sol	3 Développement massif de l'autoconsommation <u>en addition</u> au PV au sol
<b>Puissance installée</b> (sc. Ampère)	<p>6 GW PV toiture</p> <p>42 GW PV sol</p>	<p>41 GW PV toiture</p> <p>7 GW PV sol</p>	<p>41 GW PV toiture</p> <p>42 GW PV sol</p>

4

Le scénario de référence du SDDR correspond à un intermédiaire entre les scénarios 1 et 2, avec une répartition entre PV sur toiture et PV au sol, de l'ordre de 50/50 (et donc proche du ratio actuel)



# L'autoconsommation ne réduit pas les contraintes d'alimentation mais peut limiter le besoin d'adaptation des réseaux ruraux (RPT)

## Effets sur les contraintes d'alimentation des centres de consommation

- Du fait des perspectives de croissance de la consommation, **le réseau existant nécessite peu d'adaptation pour l'alimentation des centres de consommation**. L'autoconsommation a donc un impact marginal sur ce poste de dépenses.
- **S'agissant du besoin de rénovation** du réseau existant, celui-ci est peu impacté par l'autoconsommation
  - Le profil de production du PV ne permet pas de réduire significativement les contraintes d'alimentation, **même en tenant compte des éventuels déplacements de consommation flexibles**. Les analyses se poursuivent pour intégrer l'impact du stockage diffus.

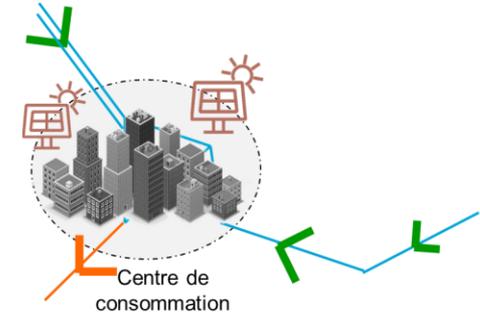
## Effets sur les contraintes d'évacuation de la production

- L'installation du PV en **autoconsommation** se fait principalement dans les centres de consommation et **bénéficie donc d'un réseau existant dense**.
- La production solaire qui se développe via des **centrales au sol** dans les zones rurales, **nécessite souvent une extension ou le renforcement du réseau existant**.
  - Sur les réseaux régionaux les coûts d'adaptation sont plus faibles de **70%** pour l'accueil de production sur toiture par rapport à l'accueil de PV au sol

### PV sur toiture

Absence de contrainte d'alimentation

Contrainte d'évacuation modérée



### PV au sol

Absence de contrainte d'alimentation

Fortes contraintes d'évacuation

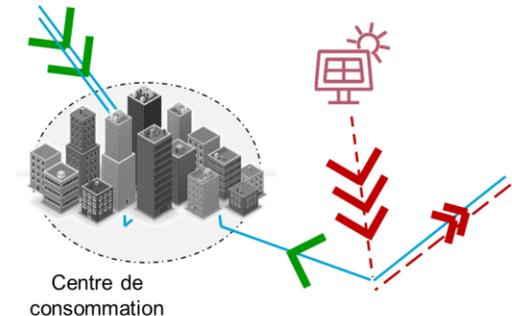
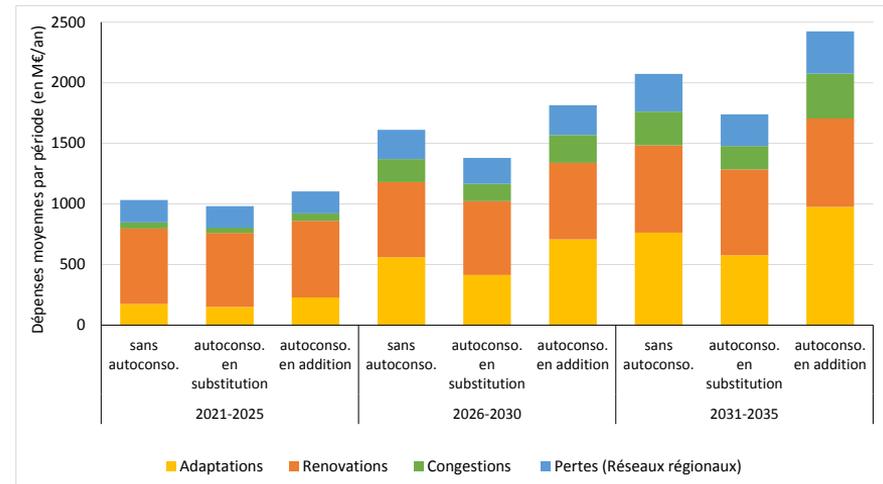


Schéma illustratif sur un réseau fictif

# Les effets du développement de l'autoconsommation sur le réseau de transport sont importants mais ils dépendent fortement de l'articulation entre le développement de l'autoconsommation et des autres production EnR

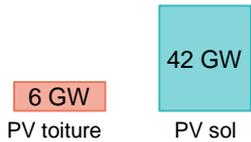
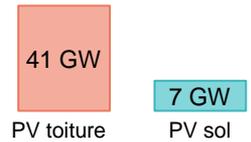
- Les effets de l'autoconsommation portent principalement sur **les dépenses liées à la construction du nouveau réseau (adaptations et congestions)**. L'impact sur les rénovations et les pertes existe mais est plus limité.
- En cas de **substitution** entre autoconsommation et PV au sol : un effet très positif sur les dépenses. Par rapport au scénario sans autoconsommation, baisse des dépenses de l'ordre de :
  - - 50 M€/an à l'horizon 2025
  - - 330 M€/an à l'horizon 2035.
  - L'essentiel de ces bénéfices provient de moindres besoins d'adaptation des réseaux de répartition : 55% des bénéfices totaux
- En cas d'**addition** du PV en autoconsommation et PV au sol : une hausse significative des dépenses, par rapport au scénario sans autoconsommation :
  - + 70 M€/an à l'horizon 2025
  - + 350 M€/an à l'horizon 2035.

Evolution des dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2020-2035 pour les trois scénarii étudiés



# Les enjeux pour le réseau de transport ne sont pas prépondérants par rapport aux autres impacts sur le système électrique

- Les enjeux économiques pour le réseau de transport liés au développement du PV en autoconsommation sont importants mais **restent du second ordre par rapport aux autres enjeux pour le système électrique.**
- D'un point de vue économique, l'impact sur les coûts de production (panneaux PV + installation) est prépondérant devant les coûts pour le réseau : l'installation du PV sur petite toiture est environ deux fois plus coûteuse que pour le PV au sol.
- D'autres enjeux structurent le choix entre le PV sur toiture et le PV au sol : **insertion paysagère, occupation des sols, acceptabilité sociale.**

	1 Développement marginal de l'autoconsommation	2 Développement massif de l'autoconsommation en substitution du PV au sol	3 Développement massif de l'autoconsommation en addition au PV au sol
<b>Puissance installée (sc. Ampère)</b>	 <p>6 GW PV toiture, 42 GW PV sol</p>	 <p>41 GW PV toiture, 7 GW PV sol</p>	 <p>41 GW PV toiture, 42 GW PV sol</p>
<b>Surface utilisée</b>	Équivalent de la surface de <b>1,3 terrain de football par commune</b> dédié au PV au sol	Équivalent de la surface de <b>0,2 terrain de football par commune</b> dédié au PV au sol	Équivalent de la surface de <b>1,3 terrain de football par commune</b> dédié au PV au sol
<b>Coût induits sur le réseau de transport</b>	Base de comparaison	<b>-200 M€/an</b> en moyenne sur la période 2020-2035	<b>+210 M€/an</b> en moyenne sur la période 2020-2035
<b>Coût des installations photovoltaïques</b>	Base de comparaison	<b>+1,5 à 1,8 Mds€/an</b> en moyenne sur la période 2020-2035	<b>+3 à 3,5 Mds€/an</b> en moyenne sur la période 2020-2035



# Les interconnexions

# Les interconnexions : un développement ambitieux et nécessaire

## Le développement des interconnexions poursuit un triple objectif

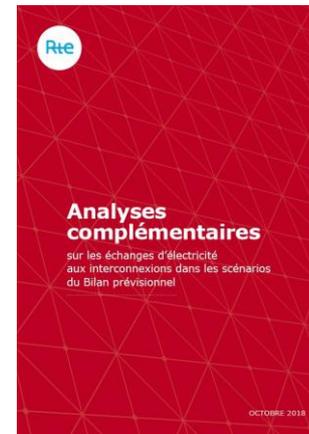
- **Accroître la sécurité d’approvisionnement** des systèmes électriques européens en permettant une aide mutuelle lors de situations tendues
- **Diminuer les coûts de production** en mutualisant les moyens de production les moins chers
- **Favoriser l’intégration des énergies renouvelables** en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement des aléas des énergies intermittentes

## Les scénarios de long terme des mix électriques nécessitent de nouvelles interconnexions afin de réussir la transition énergétique européenne

- Le développement de production intermittente est favorisé par des débouchés plus nombreux en Europe permis par une hausse des capacités d’échange.
- Sur les scénarios de long terme du Bilan Prévisionnel , la rentabilité des interconnexions françaises résulte de la valorisation des exports.

→ En 2018, suite aux demandes émises par les participants à la concertation, **RTE a publié des analyses complémentaires sur les échanges aux interconnexions.**

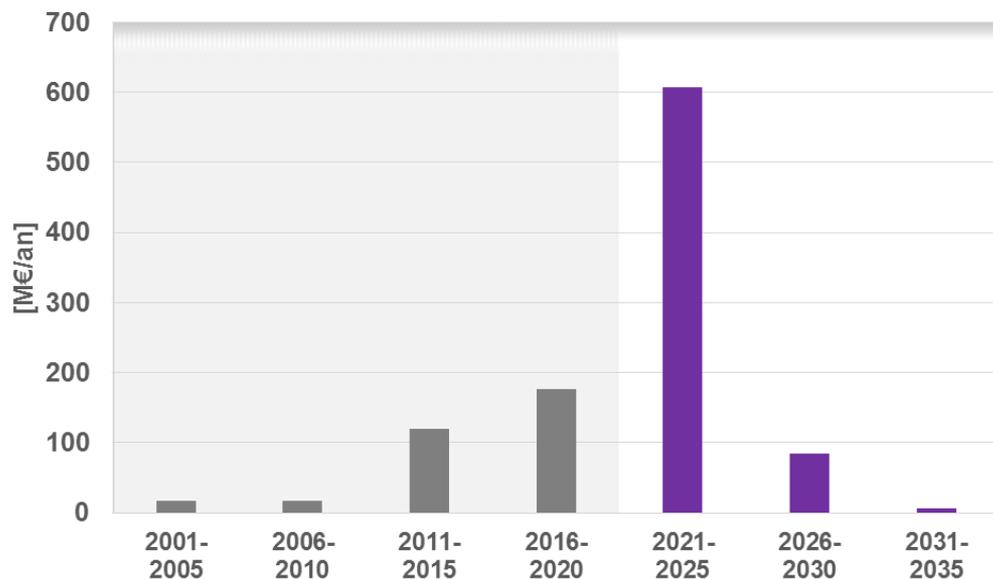
→ Conformément au programme de travail annoncé, **RTE présente aujourd’hui des éléments détaillés sur les trajectoires de développement des interconnexions.**



## A moyen-terme, les trajectoires européennes prévoient un développement accéléré des interconnexions

La vision européenne de référence est développée dans le « Ten Year Network Development Plan »

Coûts moyens cumulés annuels des projets d'interconnexions (vision France)



- Ce plan bisannuel, établi par ENTSO-E en application de la réglementation européenne, décrit **l'apport, la maturité et la date de mise en service** envisagée des nouvelles interconnexions.
- Le TYNDP intègre des ambitions fortes, jusqu'à 8 fois plus d'investissements en 2025, pour le développement des frontières électriques françaises mais **interroge sur sa soutenabilité pour la collectivité et sur sa faisabilité industrielle**.
- Un **déploiement séquentiel est nécessaire** pour atteindre les objectifs, en prenant en compte la nécessité de minimiser les risques financiers (univers incertain), d'assurer l'acceptation sociale des projets, et de permettre une mise en œuvre industrielle efficace.

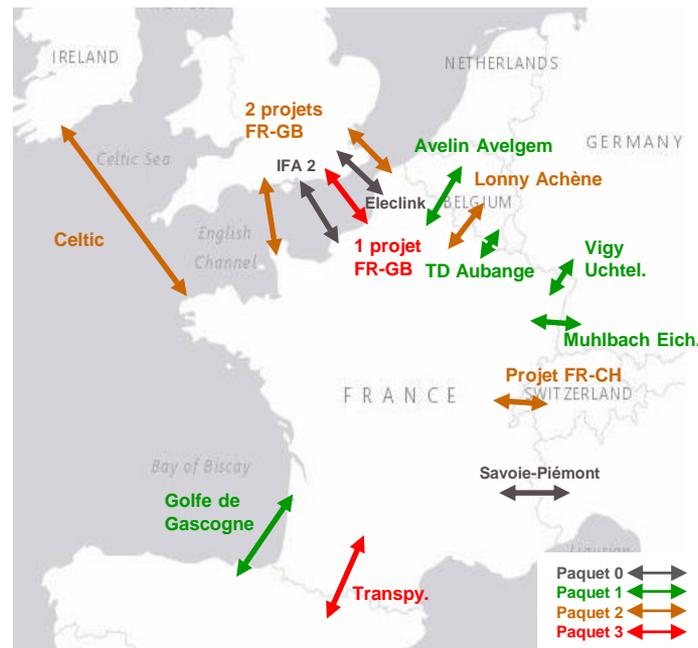
# Le SDDR proposera un programme intégré et séquencé afin de favoriser l'arrivée rapide des projets les plus pertinents

En tenant compte des scénarios Ampère et Volt un séquençage des nouveaux projets d'interconnexions est proposé selon trois critères

- Rentabilité du projet
- Incertitude politique/technique/acceptabilité
- Avancement du projet

Les nouvelles interconnexions sont classées selon 3 paquets

1. « projets sans regret » : ces interconnexions sont pertinentes et peuvent être engagées quelque soit le scénario étudié
2. « projets sous conditions » : la rentabilité est positive vu d'aujourd'hui dans certaines conditions, mais devra être confirmée avant le lancement des travaux
3. « projets en attente » : trop d'incertitudes économiques, techniques ou sociétales pour être considérés dans les trajectoires du SDDR



Paquet 0 ~3 GW	
GB	IFA2
GB	Eleclink
It	Savoie-Piémont.

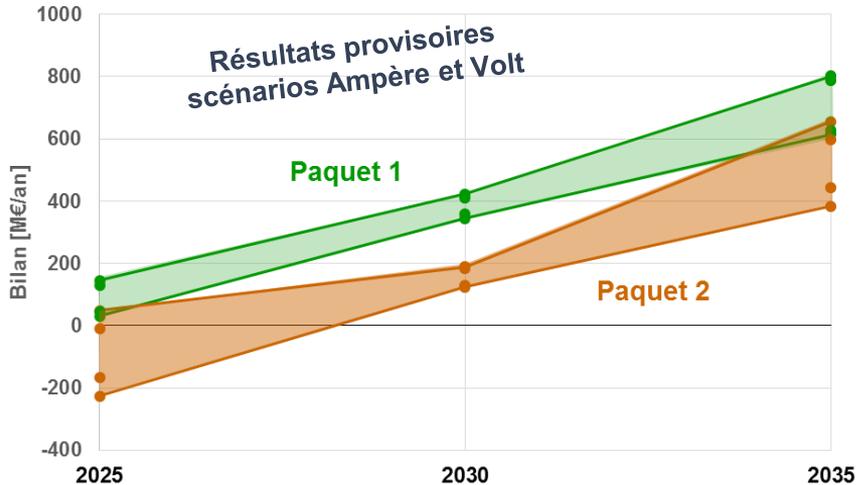
Paquet 1 ~5 GW	
ES	Golfe de Gascogne
BE	Avelin Avelgem
BE	TD Aubange
DE	Vigy Uchtelfangen
DE	Muhlbach Eichstetten

Paquet 2 ~5 GW	
BE	Lonny Achène
IE	Celtic
GB	2 projets FR-GB
CH	Projet FR-CH

Paquet 3	
GB	1 projet FR-GB
ES	Transpy.

# La rentabilité des interconnexions des paquets 1 et 2 se confirme sur les scénarios Ampère et Volt

Espace de rentabilité pour les paquets 1 et 2  
(gains – coûts)



Un projet d'interconnexion est rentable si l'ensemble de ses bénéfices dépassent l'ensemble de ses coûts durant sa vie

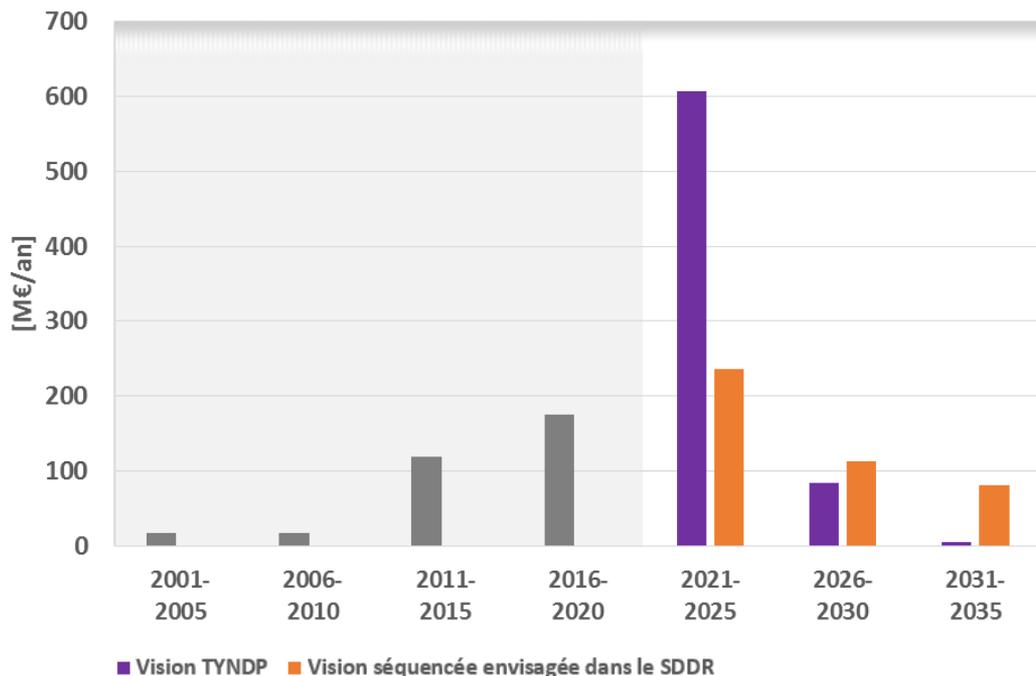
- Les coûts principaux sont liés à la construction et à l'entretien de l'infrastructure
- Les bénéfices principaux sont liés à une utilisation plus grande des moyens de productions les moins chers en Europe

Ces interconnexions confirment leur intérêt économique

- Dans les scénarios Ampère et Volt, le paquet 1 s'avère rentable. **Ces interconnexions peuvent être développées rapidement**
- Le paquet 2 s'avère rentable à partir de 2028, dans toutes les configurations étudiées. **Ces interconnexions pourront être développées dans un second temps**, si certaines conditions spécifiques sont réunies : politiques favorables, rentabilité avérée, maîtrise des enjeux environnementaux, acceptabilité locale des projets, subventions européennes, ...

# Avec un séquençement lissé, les interconnexions envisagées induisent des coûts dans la continuité d'aujourd'hui sur l'ensemble de la période 2020 - 2035

Coûts moyens cumulés annuels des projets d'interconnexions (vision France)  
Vision TYNDP et vision séquencée



## Un programme séquencé permettant l'atteinte d'objectifs ambitieux

- Tous les projets du TYNDP ne sont pas intégrés à la trajectoire
- 13 projets de renforcement sur 7 frontières
- Près d'un doublement des capacités d'échange sur l'horizon
- 2,6 milliards d'euros investis sur 15 ans



# Les rénovations

# Des rénovations nécessaires sur les prochaines décennies pour garantir un service rendu de qualité

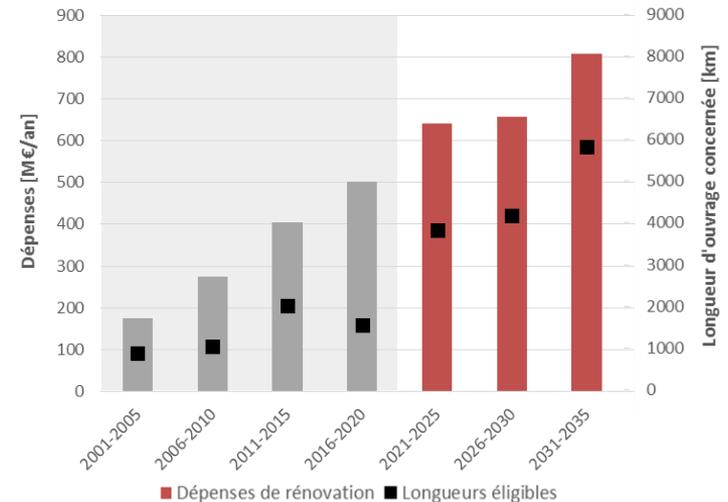
## Le réseau de transport d'électricité français est parmi les plus anciens d'Europe

- L'âge moyen des pylônes est de 48 années et 11% des supports ont plus de 80 ans,
- L'âge moyen des câbles est de 40 années et 5 % des conducteurs aériens ont plus de 80 ans.

## La croissance anticipée de ces rénovations a déjà fait l'objet de travaux d'optimisation

- Après 85 ans (contre 65 ans pour les autres pays) et en fonction de la dégradation constatée, des opérations de réhabilitation ou de renouvellement complet sont envisagées.
- Un traitement homogène est effectué sur tous les composants du réseau d'une même classe, avec à la clé une standardisation des opérations et des économies d'échelle.

Dépenses liées aux rénovations (jusqu'en 2035) et longueur d'ouvrages concernés par le critère 85 ans (jusqu'en 2050)



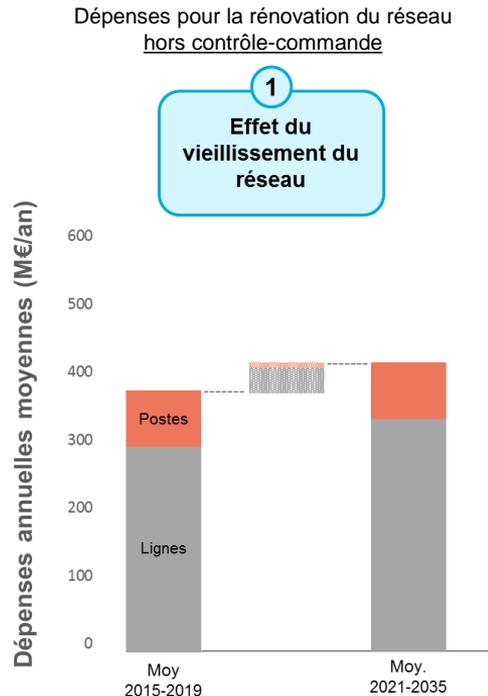
## Depuis les années 2000, les dépenses de rénovation augmentent en lien avec vieillissement du réseau. Sur la période 2020 - 2035, des rénovations sont nécessaires afin de conserver un réseau fiable, utile et sûr.

- Ces renouvellements intègrent déjà des optimisations sur la durée de vie et sur les opérations de renouvellement.
- Le renouvellement sera massif : ¼ des câbles du réseau devront être renouvelés au cours des 30 prochaines années.

# Le vieillissement du réseau conduit mécaniquement à une augmentation du rythme de rénovation sur la période 2020-2035

Depuis 2000, les montants consacrés à la rénovation du réseau ont fait l'objet d'une augmentation constante. Cette tendance va s'accroître au cours des prochaines années.

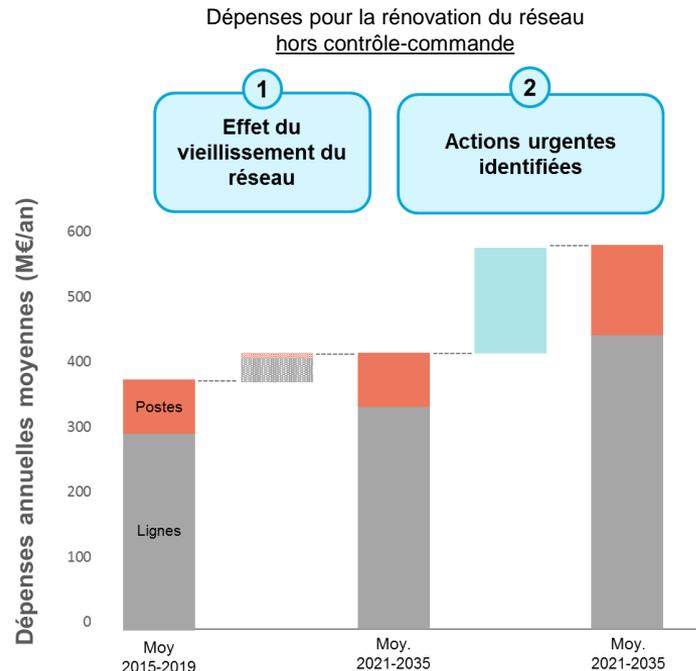
- Augmentation de 10 à 15% sur la période 2020 - 2035.
- Avec un effet plus marqué sur 2030-2035.



# Des besoins d'adaptation aux nouvelles normes environnementales, de rénovation et d'entretien complémentaires constatés sur le réseau existant

## Trois types de rénovation doivent être entreprises sur le réseau existant sans attendre la fin de durée de vie théorique des ouvrages

- Gérer la corrosion accélérée des pylônes dans certaines zones : rénover les supports vétustes et protéger efficacement les autres.
- Traiter les postes sous enveloppe métallique (PSEM) les plus exposés aux ambiances corrosives et éviter des fuites de gaz contribuant à l'effet de serre (SF6) : anticiper le remplacement ou la couverture de ces installations.
- Anticiper les exigences de mise aux normes environnementales : ne plus utiliser de produits phytosanitaires dans les postes électriques et tertiaires.



# Des leviers d'optimisation existant pour réduire l'effort de rénovation via une politique de gestion des actifs plus ciblée

## 1. La rénovation du patrimoine sera ajustée en fonction de son état et de la sévérité de son environnement

- La rénovation des matériels fera l'objet d'un arbitrage fin entre réhabilitation et renouvellement, en fonction du service qu'il rend

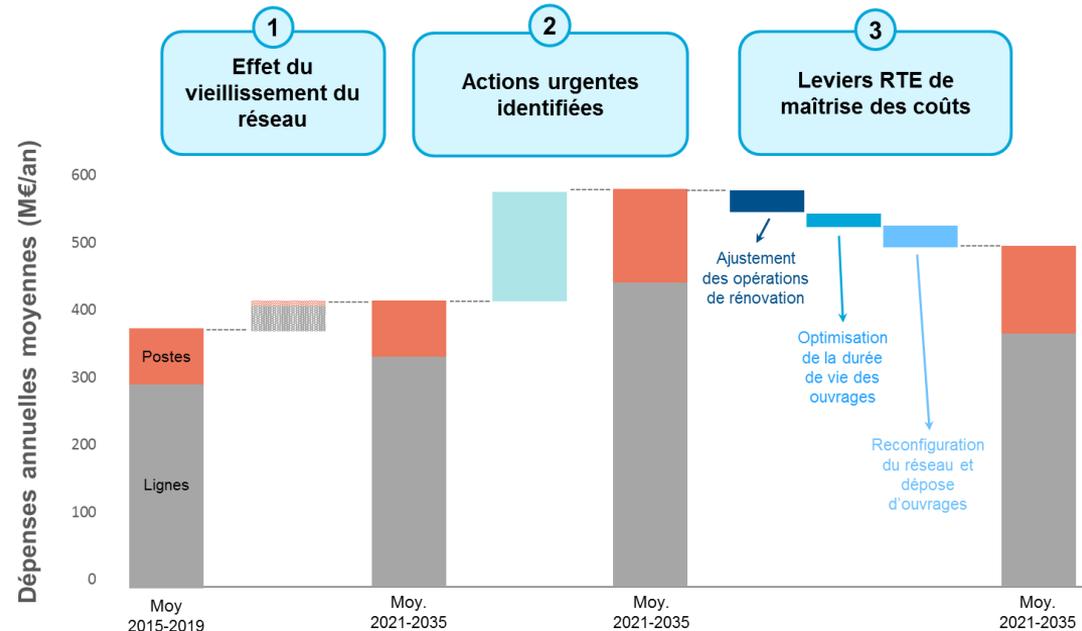
## 2. La durée de vie tiendra compte de la dégradation constatée des matériels

- L'instrumentation des matériels assortie d'une capacité d'analyse de ces données massivement récoltées prolongera la durée de vie des composants

## 3. Mener de front l'adaptation et la rénovation du réseau conduira à des économies par « mutualisation »

- Une portion du réseau à rénover pourra faire l'objet de reconfigurations, incluant la dépose de certains ouvrages

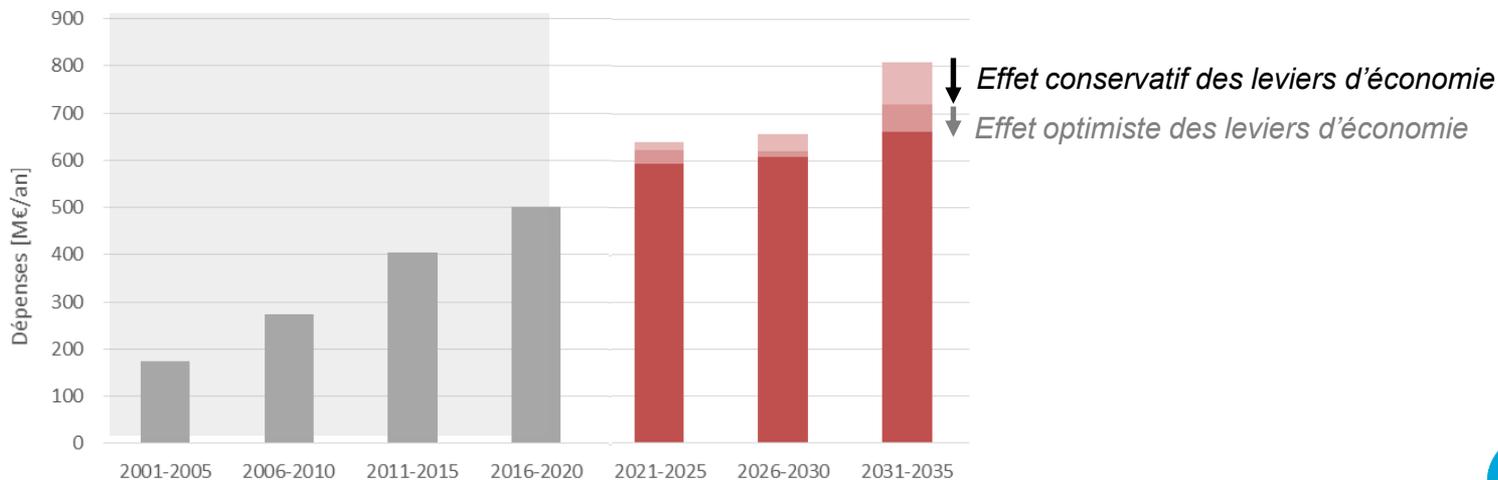
Dépenses pour la rénovation du réseau hors contrôle-commande



# Malgré des leviers d'économie, les besoins de rénovation du réseau seront en augmentation sur les prochaines décennies

- Les projections de besoins de rénovation du réseau atteignent des montants significatifs sur les 10 prochaines années, qui sont par exemple nettement supérieurs aux besoins d'adaptation ou au coût des interconnexions.
  - Pour être pleinement efficaces, les leviers d'économie nécessitent une stratégie ambitieuse de numérisation du réseau.
- Cette stratégie se traduit par l'instrumentation (monitoring) d'un grand nombre d'ouvrages pour améliorer la connaissance de l'état du patrimoine et de son évolution dans le temps.

Dépenses liées aux rénovations (jusqu'en 2035) des lignes et postes (y compris contrôle-commande)





# Prochaines étapes

# Conclusion des travaux présentés

## ➤ Sur la base des scénarios actuels et des volets présentés, les analyses montrent que :

- Les choix publics annoncés dans le cadre de la préparation de la PPE (développement des EnR, fermeture des centrales au charbon, réduction progressive de la capacité nucléaire, ...) ne conduisent pas, en tant que tels, à une évolution non maîtrisée des coûts de réseau si les conditions indiquées sont remplies.
- En revanche, ils nécessitent bien une évolution de l'infrastructure, qui doit être acceptée, anticipée et facilitée :
  - des adaptations du réseau existant, en particulier pour l'accueil des EnR
  - des nouvelles interconnexions pour faciliter la transition énergétique à l'échelle européenne.

## ➤ Les analyses doivent être complétées avec :

- La déclinaison des résultats pour le scénario de la PPE
- L'analyse sur les volets « énergies marines » et « numérisation » pour obtenir les trajectoires complètes

# Suite des travaux (1)

- **Les perspectives énergétiques issues du scénario PPE présentent certaines différences vis-à-vis de Volt et Ampère**
  - L'ambition sur le photovoltaïque est très importante avec près de 60 GW en 2035
  - La trajectoire d'évolution de l'éolien terrestre conserve une dynamique cohérente avec les scénarios analysés jusqu'à présent
  - Les déclassements nucléaires, à mi-chemin entre Volt et Ampère, pourraient être lancés après 2025, voire 2027
  - La consommation électrique envisagée dans la trajectoire SNBC est en légère hausse à horizon 2035
- **Les trajectoires du SDDR articulées autour du scénario PPE et encadrées par Volt et Ampère**

	SCÉNARIO <b>VOLT</b>	SCÉNARIO <b>AMPÈRE</b>	SCÉNARIO <b>PPE</b>
<b>Consommation électrique</b>			
<b>Eolien terrestre</b>			
<b>Eolien offshore</b>			
<b>Photovoltaïque</b>			
<b>Nucléaire</b>			

## Suite des travaux (2)

### ➤ Les dernières études sont en cours

- Les volets « raccordement », « développement des énergies marines » et « numérisation » sont en cours d'élaboration
- Des sensibilités spécifiques sont également explorées (ex : ambitions régionales sur les gisements EnR)

### ➤ Ces analyses conduiront à élaborer une trajectoire complète de coûts réseau de transport d'électricité avec :

- Des éclairages spécifiques sur le pilotage des investissements en avenir incertain
- Des leviers de maîtrise des coûts sur chaque poste de dépense
- Une mise en regard du coût du réseau vis-à-vis du coût complet de la transition énergétique

### ➤ L'évaluation environnementale stratégique du schéma est en cours de construction

- 4 enjeux environnementaux majeurs sont proposés dans une analyse de l'état initial
- Les incidences du schéma sur ces enjeux environnementaux seront quantifiés et argumentés
- Les conséquences liées à l'élaboration du schéma seront également décrites



# Intégration de l'électromobilité dans le système électrique

Commission Perspectives Système et Réseau

*18 janvier 2019*

# Un groupe de travail piloté par l'AVERE France et RTE pour approfondir les travaux sur l'électromobilité

- **Rappel des résultats du Bilan prévisionnel 2017 :**
  - S'agissant de l'énergie supplémentaire associée à la recharge des véhicules électriques, la faculté du système électrique à intégrer jusqu'à 15 millions de VE / VHR ne fait pas de doute dans un contexte baissier de la consommation des autres usages ;
  - S'agissant de l'impact sur les appels de puissance, l'intégration des véhicules électriques ne pose pas de problème, à condition que les recharges fassent l'objet d'un minimum de pilotage.
- **Des questions récurrentes des acteurs appellent des approfondissements sur les enjeux liés au développement de l'électromobilité :**
  - *prise en compte de l'évolution des besoins de mobilité et des usages des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR),*
  - *enjeux pour l'équilibre offre-demande en fonction des types de recharge (lente, rapide, etc.) et analyse d'événements extrêmes (pic estival...),*
  - *impacts réseau, besoins de renforcement et flexibilité pour la gestion de contraintes,*
  - *valeur des différentes stratégies de recharge et des services rendus au système,*
  - *économie des batteries de seconde vie dans un usage « stationnaire ».*
- Dans ce contexte, **RTE a constitué un groupe de travail dédié à l'analyse de l'intégration de l'électromobilité au système électrique.** Ce groupe de travail est co-piloté par l'AVERE-FRANCE et RTE.

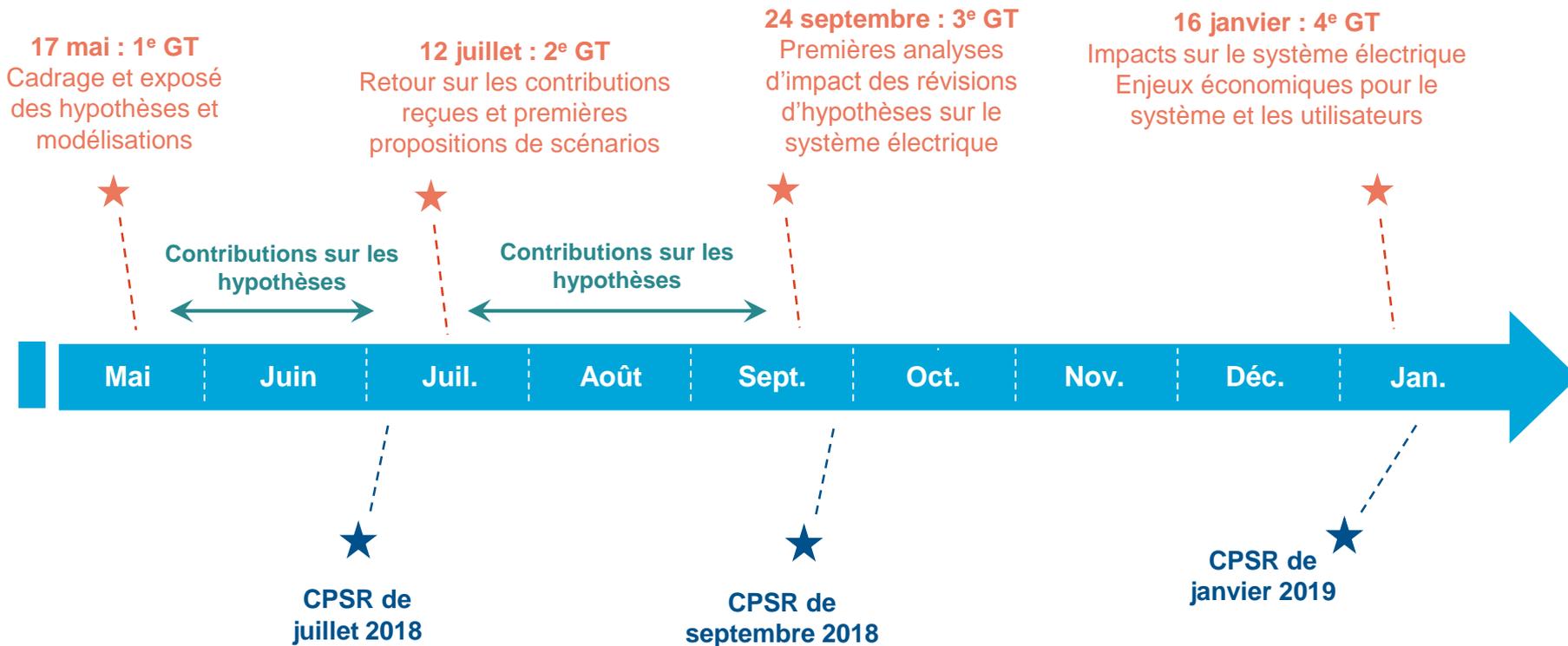
Organisation  
des travaux

**GT co-piloté  
par l'AVERE-  
France et  
RTE**

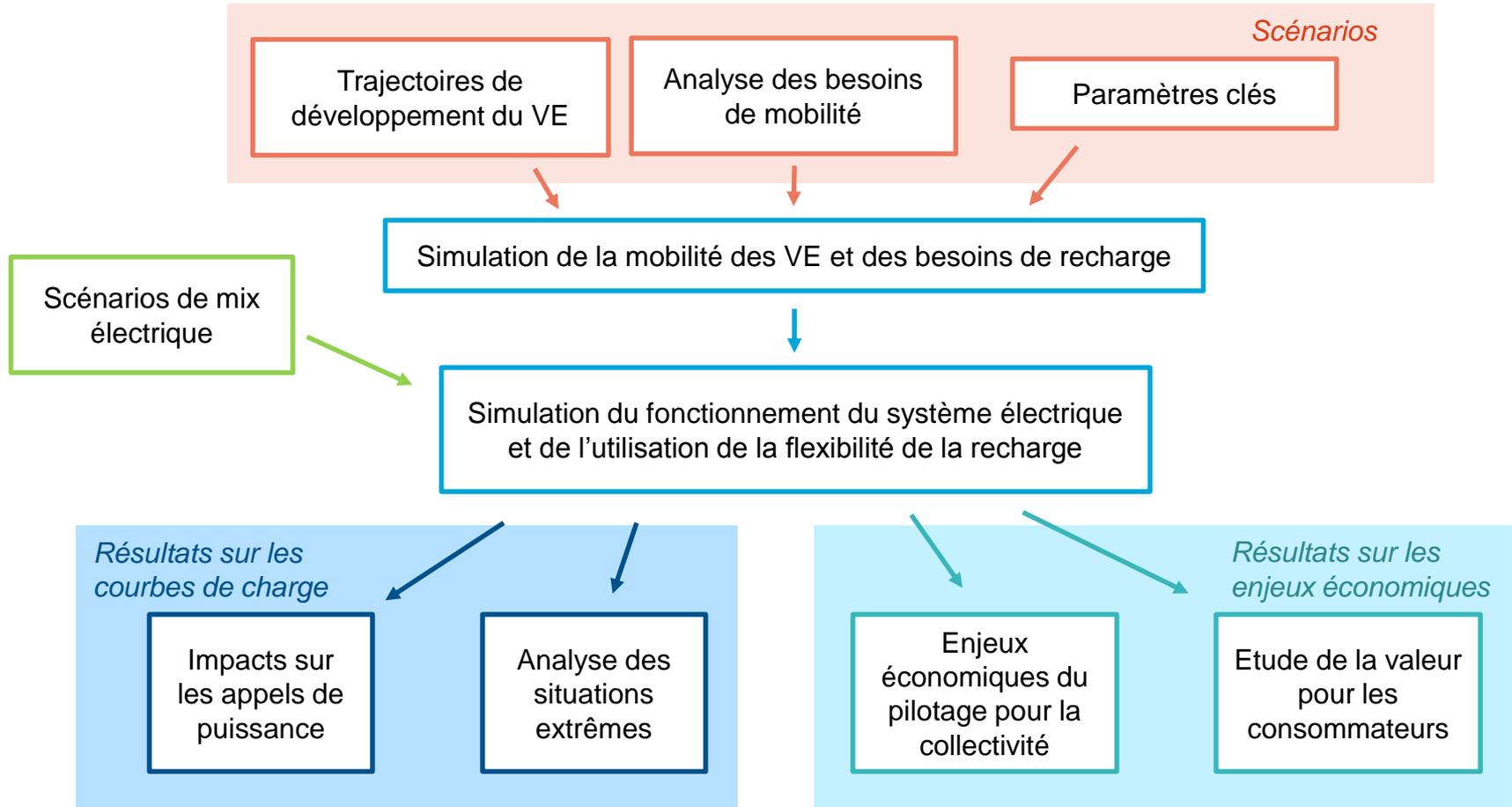
Mise à disposition  
des analyses

**Rapport  
public**

# Rappel des travaux présentés et état d'avancement



# Méthodologie et organisation des travaux





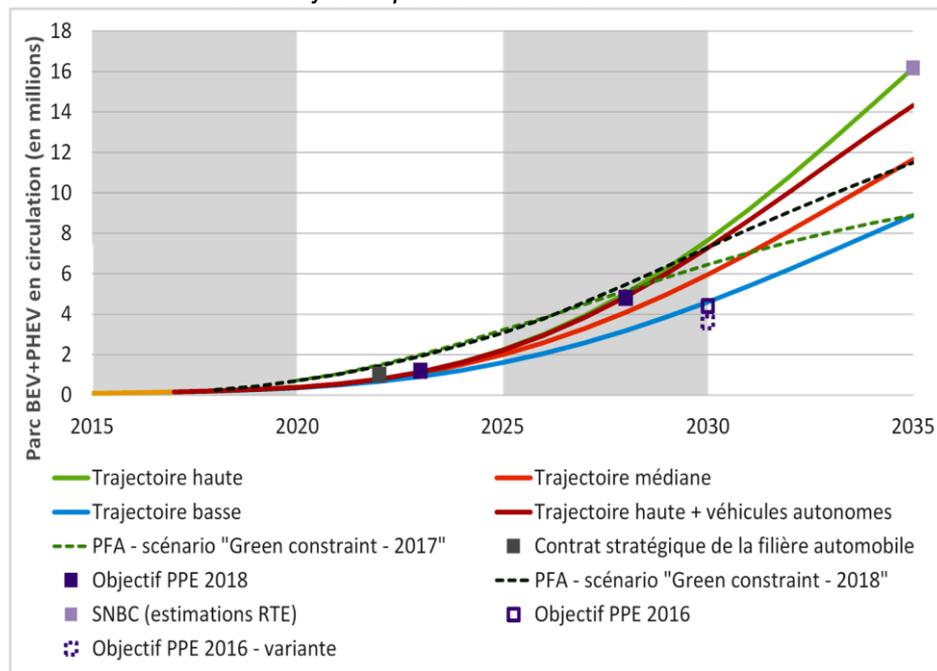
**1**

# **Hypothèses et scénarios**

# Des ambitions de développement du VE qui se renforcent

- **Les ambitions publiques** et projections des constructeurs ont été **revues à la hausse** ces derniers mois:
  - Les objectifs de la PPE à 2028-2030 sont revus à la hausse : **4,8 M en 2028** vs 4,4 M en 2030.
  - Le contrat stratégique de la filière automobile prévoit à l'horizon 2022 de multiplier par 5 les ventes de VEB et un parc de 1 M de VEB+VHR en circulation.
- La PPE et les orientations de la SNBC prévoient un développement important de la mobilité électrique, dans la lignée de la trajectoire « haute » du Bilan prévisionnel 2017.

Trajectoires de développement du VE et comparaison avec des objectifs publics ou sources externes



⇒ **Les analyses se concentrent sur l'étude d'un scénario « haut »**

# Des hypothèses contrastées pour refléter les incertitudes sur l'ensemble des paramètres-clés de l'électromobilité

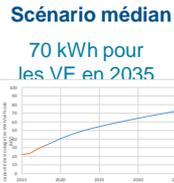
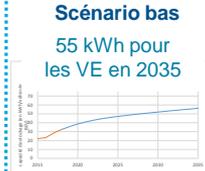
## Véhicules légers



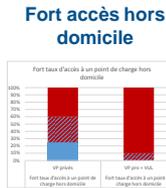
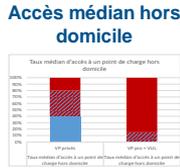
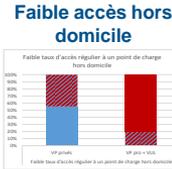
## Part VHR



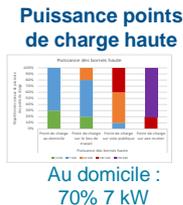
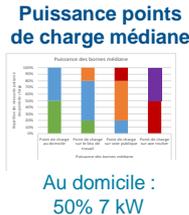
## Taille batteries



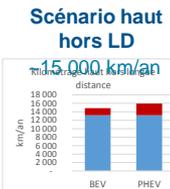
## Accès point de charge



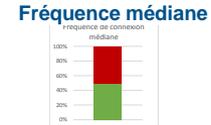
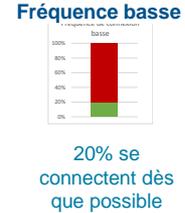
## Puissance de charge



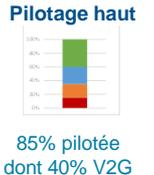
## Besoin de mobilité



## Fréquence de connexion



## Pilotage de la charge



# 4 scénarios établis en croisant de façon cohérente les différentes hypothèses sur les paramètres clés

## « A » - Ambitions publiques - consensus



Un scénario où les principaux paramètres représentent un consensus/point d'équilibre entre les différentes parties

- Développement du VE haut (ambitions publiques)
- Accès significatif à la recharge sur lieu de travail
- Développement du VE parmi les « gros rouleurs » mais plus faible utilisation pour la longue-distance
- Dev. significatif du pilotage (60% sous diverses formes)

## « B » - Fort services au système électrique



Un scénario conçu comme favorable au système électrique, via l'accès à des points de charge hors domicile et la flexibilité

- Développement du VE haut (ambitions publiques)
- Accès important à la recharge au travail / hors domicile
- Développement du VE parmi les « gros rouleurs » mais faible utilisation pour la longue-distance
- Dev. Important du pilotage et V2G (85% sous diverses formes)

## « C » - Stress système électrique



Un scénario conçu comme potentiellement stressant pour le système électrique

- Développement du VE haut (ambitions publiques)
- Accès essentiellement à des recharges à domicile (7 kW)
- Développement du VE parmi les « gros rouleurs » y compris pour la longue distance (batteries de taille « modérée »)
- Faible développement du pilotage (40% sous diverses formes)

## « D » - Rupture sur la mobilité



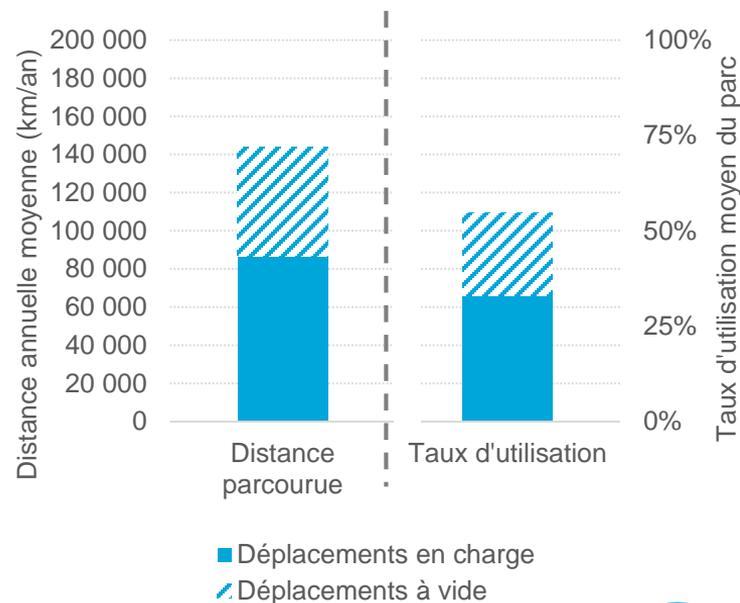
Un scénario de rupture sur les besoins de mobilité, avec notamment le développement du véhicule autonome

- Développement du VE haut (ambitions publiques)
- Développement important du véhicule électrique autonome partagé (robot-taxis) qui se substituent en partie à des véhicules particuliers.
- Dev. significatif du pilotage (60% sous diverses formes)

# L'élaboration d'un scénario de rupture sur les besoins de mobilité

- L'analyse intègre un scénario de rupture dans lequel les besoins de mobilité seraient très différents d'aujourd'hui.
- Une telle évolution des besoins de mobilité peut par exemple émerger avec **une rupture technologique sur le développement de véhicules complètement autonomes** qui remplaceraient une partie non négligeable des voitures conventionnelles.
  - 30 % de la mobilité réalisée par les véhicules autonomes (principalement dans les grandes agglomérations)
  - 1 véhicule autonome remplacerait 7 véhicules particuliers
  - 40% des distances parcourues à vide (en cohérence avec les taux observés pour les taxis et VTC).
- Ce scénario peut également intégrer une **hausse plus ou moins importante de la part des transports en commun** (variantes possibles)

Hypothèse de distance parcourue et taux d'utilisation des véhicules autonomes



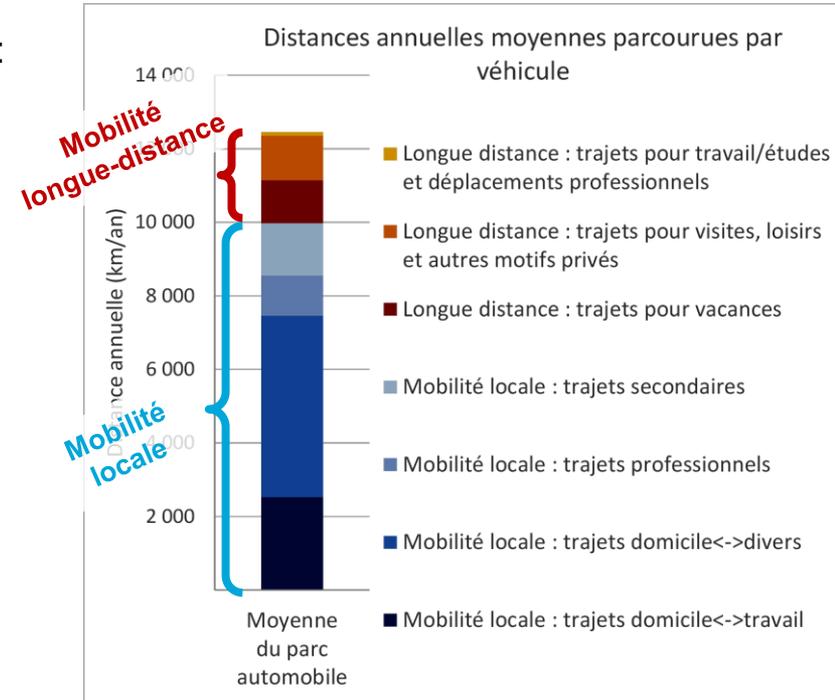


**2**

**Les appels de puissance « sans pilotage »**

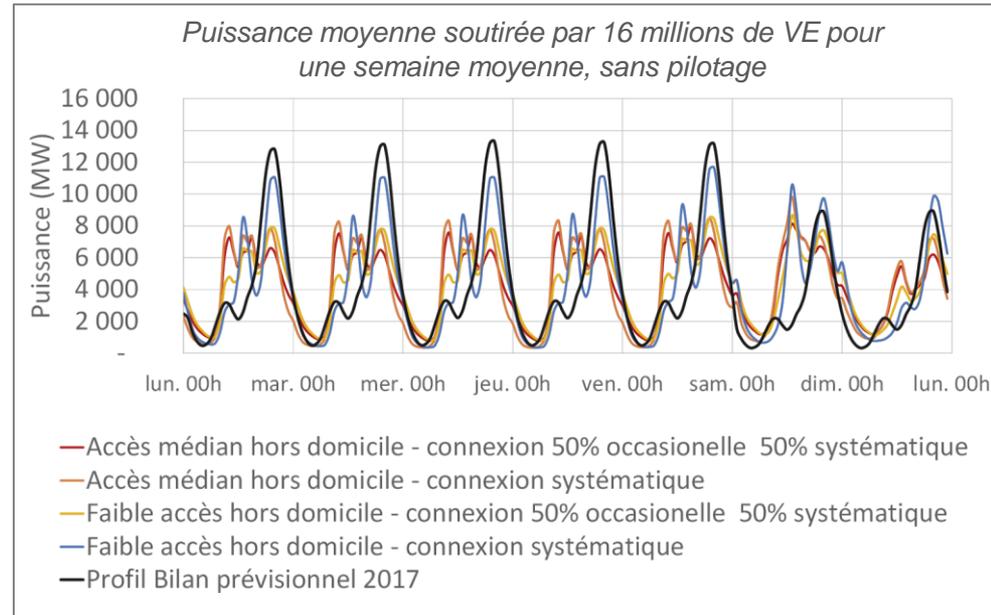
# Une représentation plus précise et complète de la mobilité et de la recharge pour affiner l'évaluation des impacts sur le système

- Dans le Bilan prévisionnel 2017, la modélisation de la mobilité était simplifiée, et centrée sur la pointe journalière de consommation résultant des trajets domicile ↔ travail. Ceci suffisait pour dégager des ordres de grandeurs sur développement de la mobilité électrique (énergie, puissance)
- Les travaux menés en 2018 permettent d'affiner l'analyse:
  - Représentation de **tous les motifs de déplacement** (travail, loisirs, courses, ...)
  - Prise en compte des **déplacements longue-distance**, en fonction des jours de l'année (période de vacances, ...)
  - Prise en compte de façon scénarisée, **d'habitudes de mobilité différenciées** des utilisateurs de VE
  - Prise en compte d'un **comportement de « connexion »** non systématique
  - Représentation de **l'accès à différents types de bornes** (différentes puissance de charge et localisation)



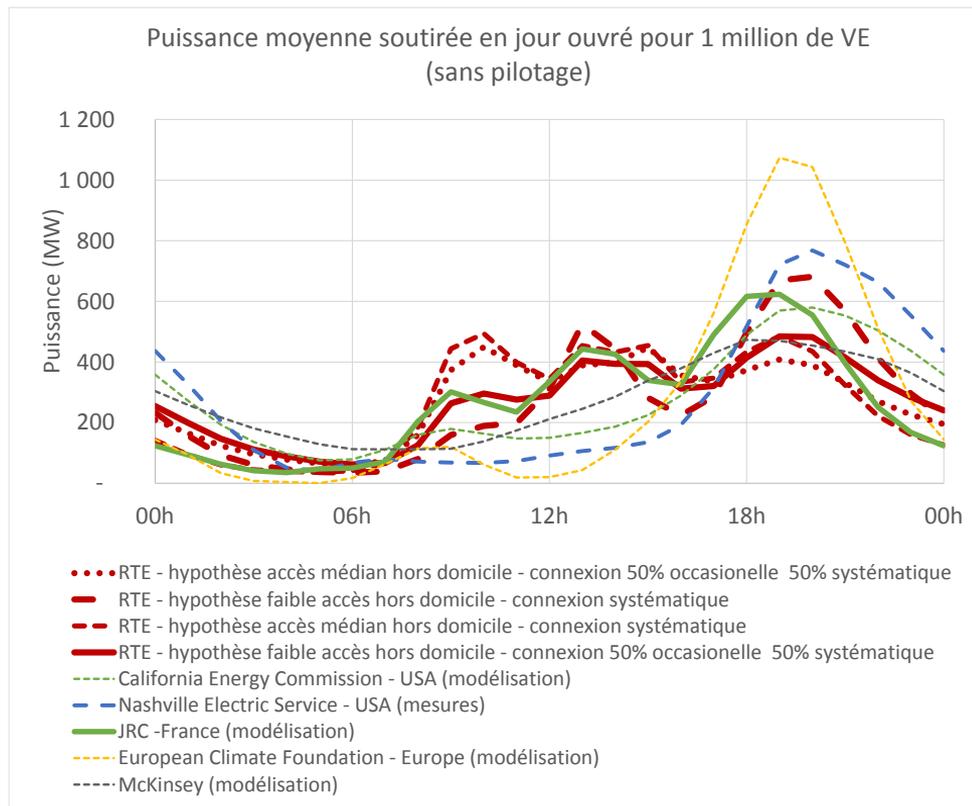
# Les profils d'appel de puissance peuvent être étudiés en détail...

- Les enrichissements dans la représentation de la mobilité et de l'accès aux bornes conduisent à identifier, dans les configurations étudiées, **des profils de puissance moins « pointus » que ceux utilisés avec une représentation simplifiée** (i.e Bilan prévisionnel 2017)
- Une pointe à 19h moins marquée, qui résulte :
  - de la prise en compte des autres besoins de mobilité que domicile ↔ travail
  - de la recharge non-systématique
  - de la recharge hors domicile
- Une pointe potentielle le matin (~9h) dans une configuration de fort accès sur lieu de travail
- Une pointe le midi (~13h) qui découle des habitudes de retour au domicile pour les autres déplacements que domicile ↔ travail



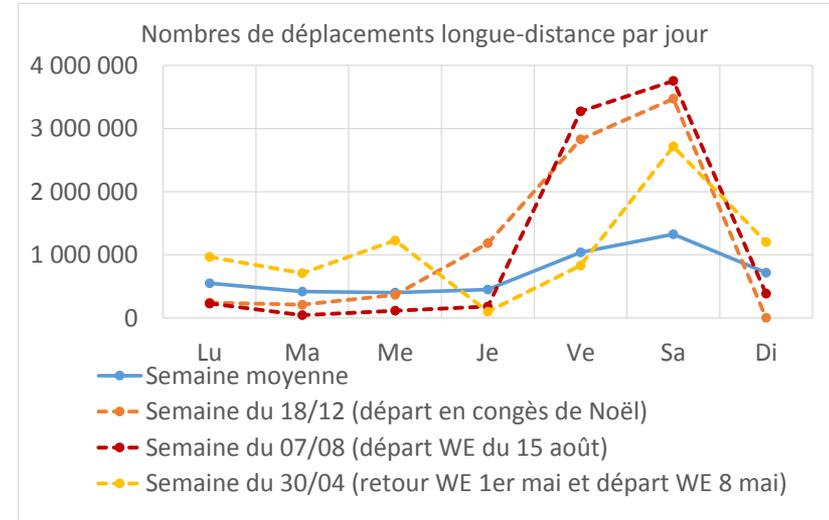
## ... et comparés aux publications existantes

- Différentes publications présentent des profils d'appels de puissance de l'électromobilité mais portent sur des **périmètres différents** :
    - différents pays (USA, France, ...)
    - différentes typologies d'utilisation (privé, pro)
    - différents modalités d'évaluation (modélisation vs mesures).
  - Les profils d'appel de puissance « sans pilotage » dans les différentes configurations étudiées se situent dans le faisceau des études existantes
- L'étude du JRC, la plus comparable car basée sur l'analyse de la mobilité en France, conduit à un profil similaire à celui obtenu par RTE avec trois « pics » matin, midi et soir.



# La mobilité longue distance se concentre sur certains jours spécifiques, à des périodes de moindre consommation électrique

- Les besoins de mobilité longue-distance sont très concentrés sur quelques jours dans l'année, correspondant aux départs et retours de vacances.
- Sur ces jours spécifiques, la mobilité longue-distance peut conduire à des appels de puissance de plus de 6 GW.

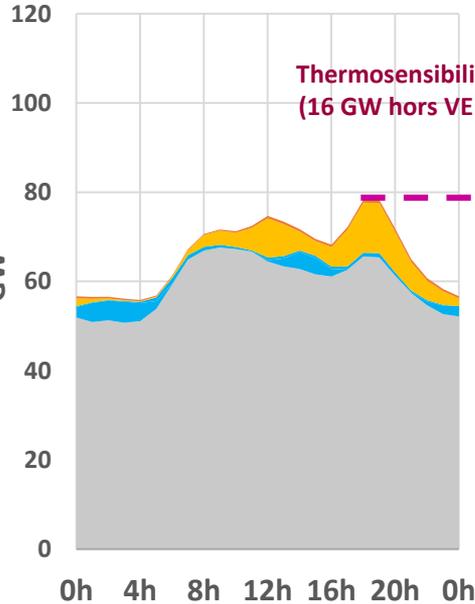


- **Les appels de puissance résultant de la mobilité longue-distance se concentrent à des périodes de moindre consommation électrique.** La mobilité longue-distance n'est susceptible de créer une situation de tension que le vendredi du début des vacances de Noël, en cas de vague de froid.
- L'enjeu de l'intégration des véhicules électriques concerne essentiellement **les recharges pour la mobilité locale dont la pointe de puissance journalière est concomitante avec la pointe de consommation nationale et thermosensible.**

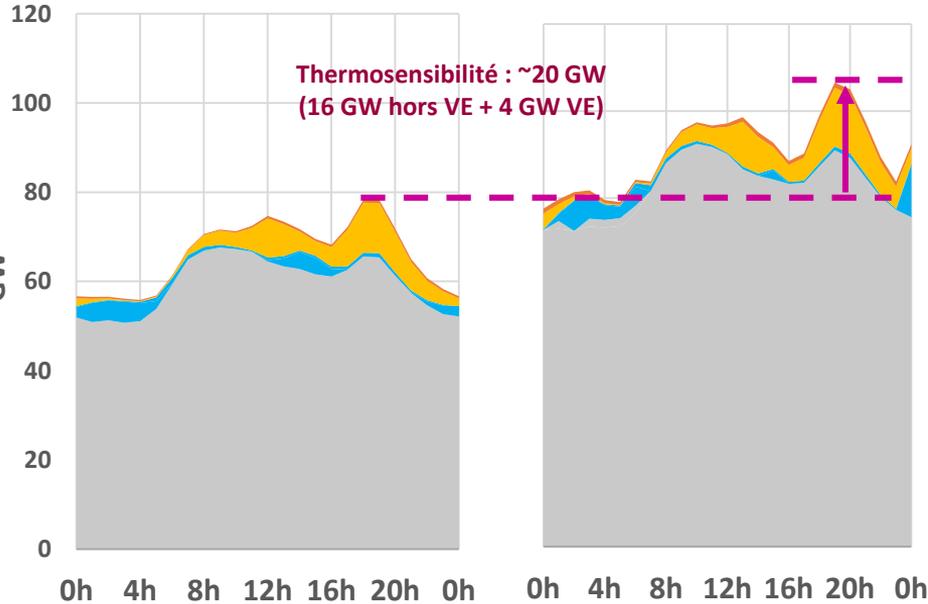
# Sans pilotage, la contribution de la mobilité électrique à la pointe de consommation est significative

Consommation France avec 16 millions de VE, vision 2035

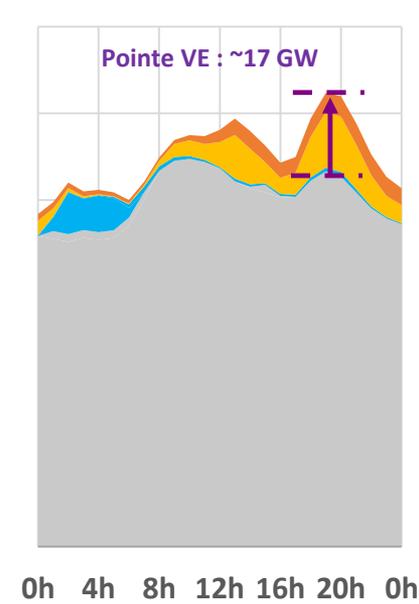
Jour ouvré moyen hiver



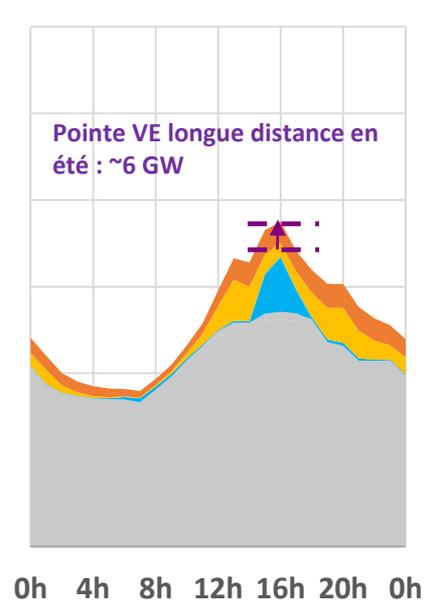
Jour ouvré début janvier :  
scénario le plus froid



Vendredi 22 décembre :  
scénario le plus froid



Samedi 12 août :  
scénario le plus chaud



■ Consommation France (hors VE et ECS) ■ Eau chaude sanitaire ■ Recharge VE mobilité locale ■ Recharge VE mobilité longue distance



**3**

## **Les enjeux économiques du développement de la flexibilité**



**3.1**

## **Les enjeux du pilotage pour le système électrique**

# Un parc conséquent de véhicules électriques peut constituer un gisement de flexibilité très important

- Le pilotage de 16 millions de VE représente une consommation flexible de près de 35 TWh (recharges dont la durée n'est pas contrainte par des besoins de mobilité) permettant de moduler la courbe de charge sur des périodes de plusieurs heures à plusieurs jours.

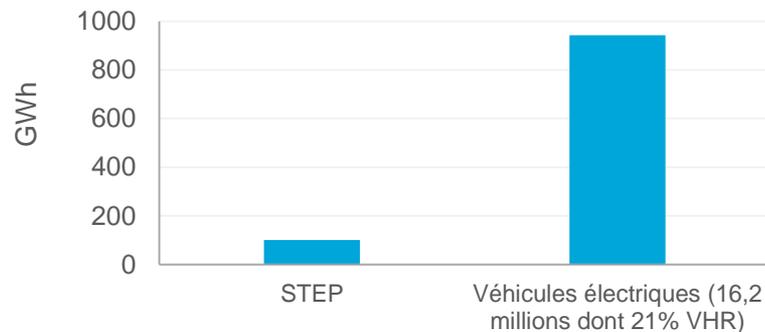
→ La batterie des VE contient l'énergie pour :

- ~ 5 jours de mobilité avec les batteries actuelles
- ~ 10 jours en 2035 avec l'évolution de la taille des batteries

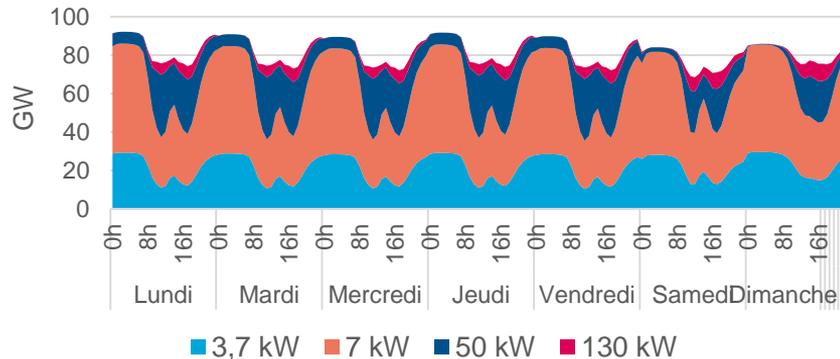
- Avec en plus le développement du V2G, le VE pourrait représenter une flexibilité plus de 10 fois plus importante que celle des STEP existantes en France

- ~ 10 fois la capacité de stockage en énergie
- ~ 15 fois la puissance (selon la période)

Capacité de stockage

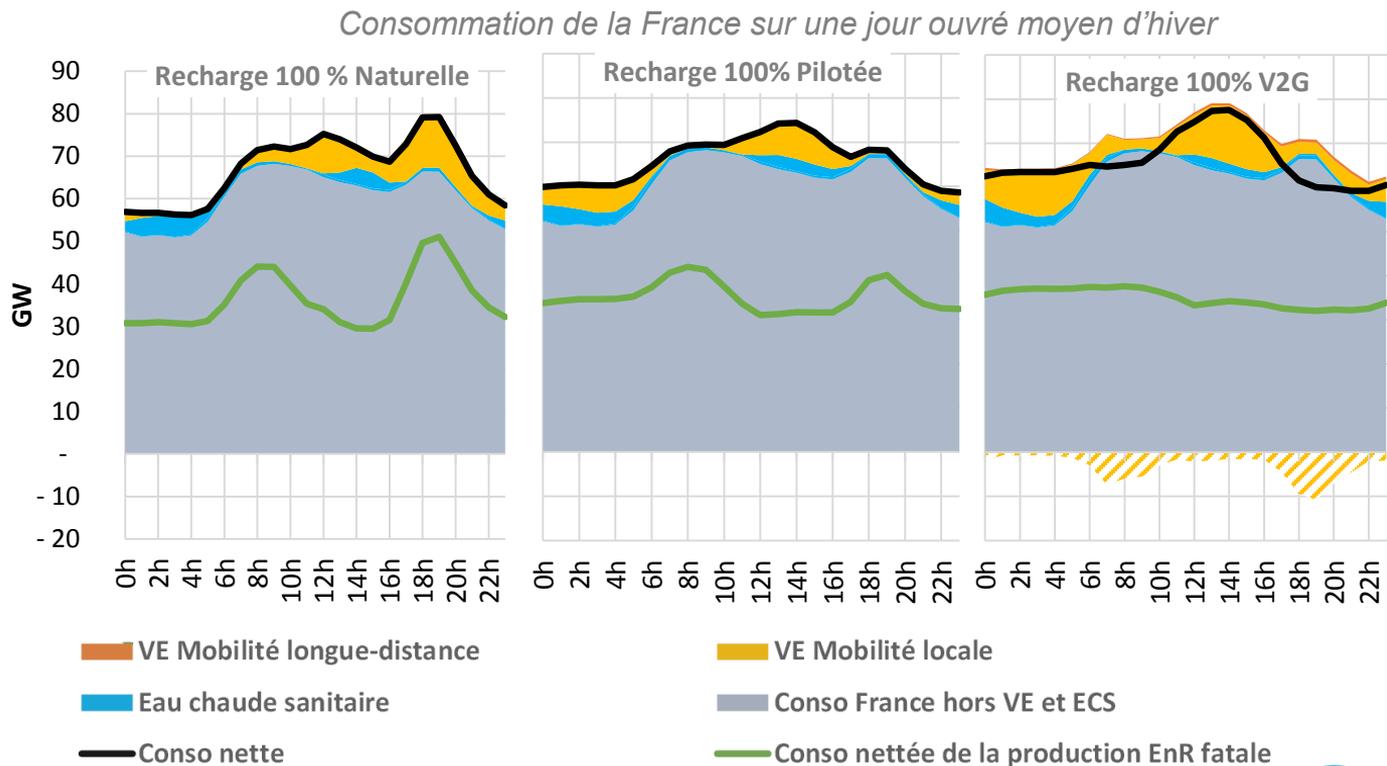


Puissances de connexion sur une semaine de juillet (16,2 millions de VE dont 21% VHR)



# L'utilisation de la flexibilité des véhicules électriques permet de moduler fortement la courbe de charge

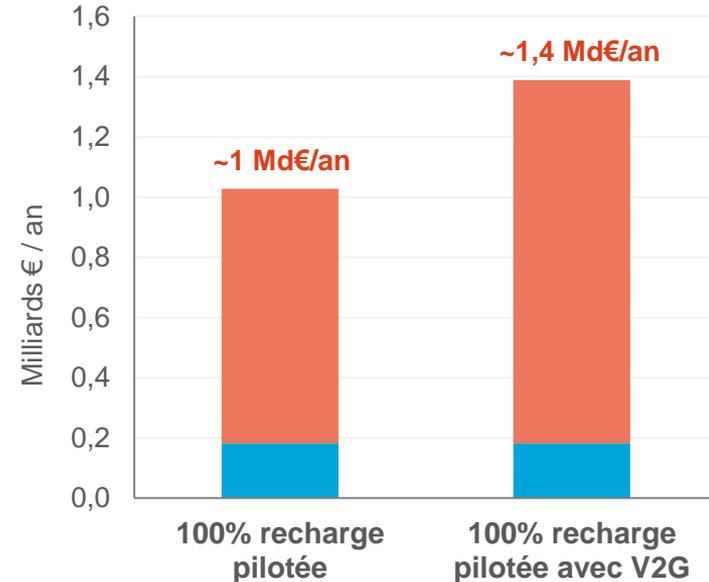
- Le pilotage de la recharge et le V2G permettent de **moduler fortement la courbe de charge totale** et de **l'adapter à la production EnR** dans la limite des besoins de mobilité et des accès aux points de charge.
- Les variations de la courbe de charge « résiduelle » (consommation diminuée de la production EnR fatale) peuvent être fortement réduites.



# Le pilotage permet d'optimiser le dimensionnement et l'utilisation du parc de production

- Le pilotage de la recharge et le V2G permettent des déplacements de charge et une optimisation de la production d'électricité européenne :
  - hausse de la production EnR (réduction des volumes « écrêtés »),
  - réduction de la production thermique,
  - évitement du recours éventuel à de nouveaux moyens de pointe.
- L'enjeu économique global du développement de la flexibilité en France pour le système électrique atteint près de +1 à +1,5 Md€/an de gains**, dans un scénario proche de la PPE à horizon 2035.
- Ces valeurs sont adhérentes aux hypothèses de mix et au développement de la flexibilité des VE à l'étranger
- Les cycles pour le V2G restent limités (<40 cycles/an) → pas d'impact significatif sur la durée de vie de la batterie a priori

Valeur pour le système électrique européen associée à la flexibilité des véhicules français, par rapport au scénario 100% recharge naturelle (vision 2035)



■ Coûts de combustible évités

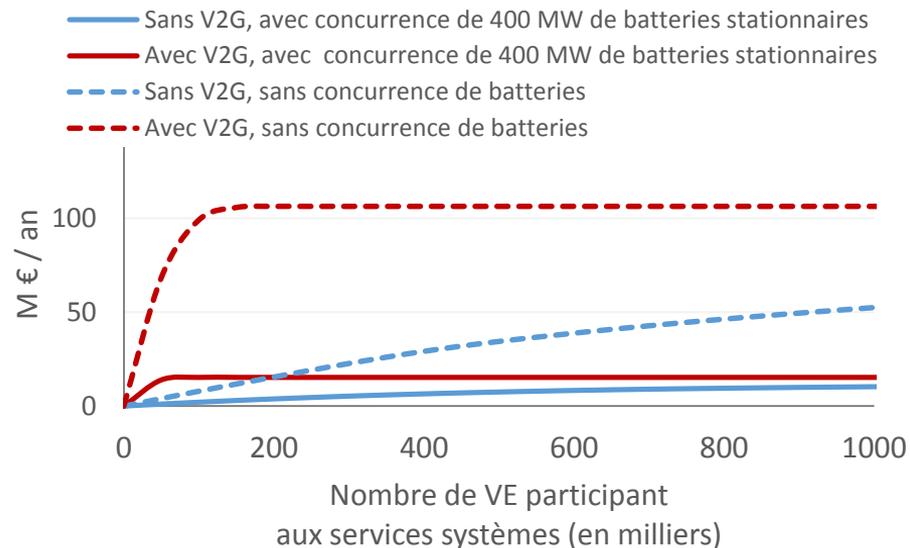
■ Coûts évités en capacités de pointe (capacités évitées ou fermées)



# Le pilotage de la recharge et le V2G permettent également de fournir des services d'équilibrage au système électrique

- Avec le vehicle-to-grid, toute la réserve primaire (FCR) et secondaire (aFRR) d'équilibrage pourrait être fournie avec moins de 500 000 VE.
- **L'enjeu économique dépend fortement du développement de solutions concurrentes** (par exemple p.exstockage stationnaire, demand-response effacements).
- L'enjeu maximal se situe entre 100 et 200 M€/an.
- Le nombre de cycles réalisés est différent selon les produits de réserve fournis :
  - Nombre limité pour la **réserve primaire** (~30 cycles/an)  
→ pas d'impact significatif sur la durée de vie de la batterie.
  - Nombre potentiellement plus important pour la **réserve secondaire** (jusqu'à 200 cycles/an)  
→ enjeu sur la durée de vie des batteries, qui dépendra des progrès sur leurs performances.

Valeur associée à la fourniture de réserves primaire et secondaire par le pilotage de la recharge des VE



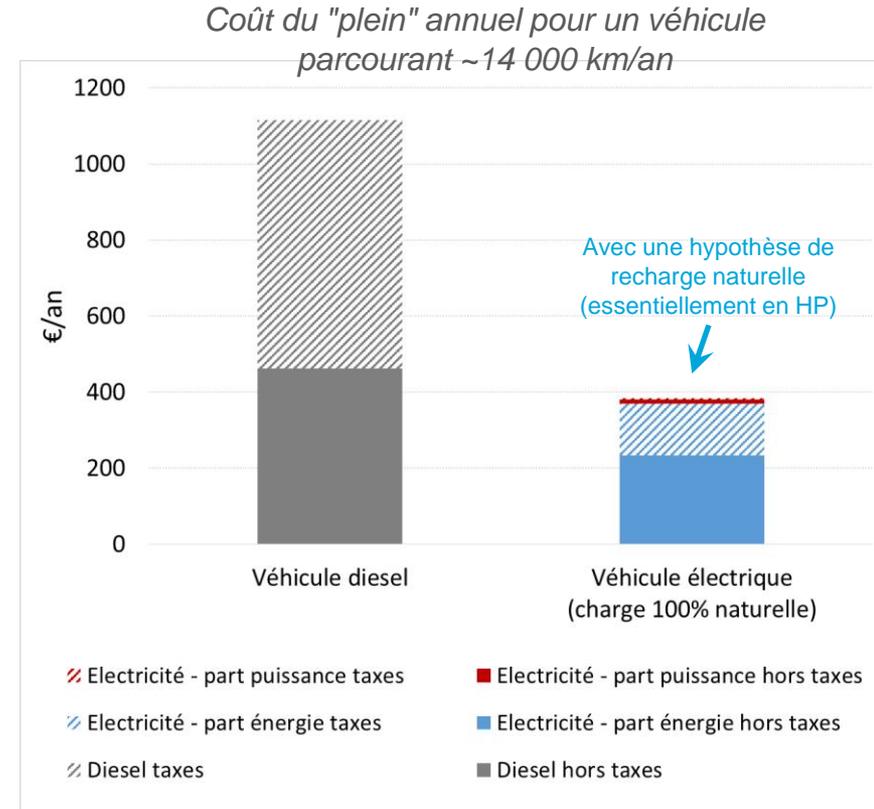


**3.2**

## **Les enjeux du pilotage du point de vue des utilisateurs de VE**

# Un enjeu et des leviers pour les consommateurs à valoriser la flexibilité de leur recharge pour limiter le coût du plein électrique

- Bien que 3 fois moins cher que le plein « diesel », le plein électrique représente une dépense annuelle significative pour les automobilistes (en moyenne ~350 à 400 €/an, hors infrastructure de recharge).
- La flexibilité des VE peut permettre aux utilisateurs d'optimiser le coût du « plein électrique » annuel.
- La flexibilité des VE s'effectuera selon l'intérêt perçu au niveau des consommateurs.

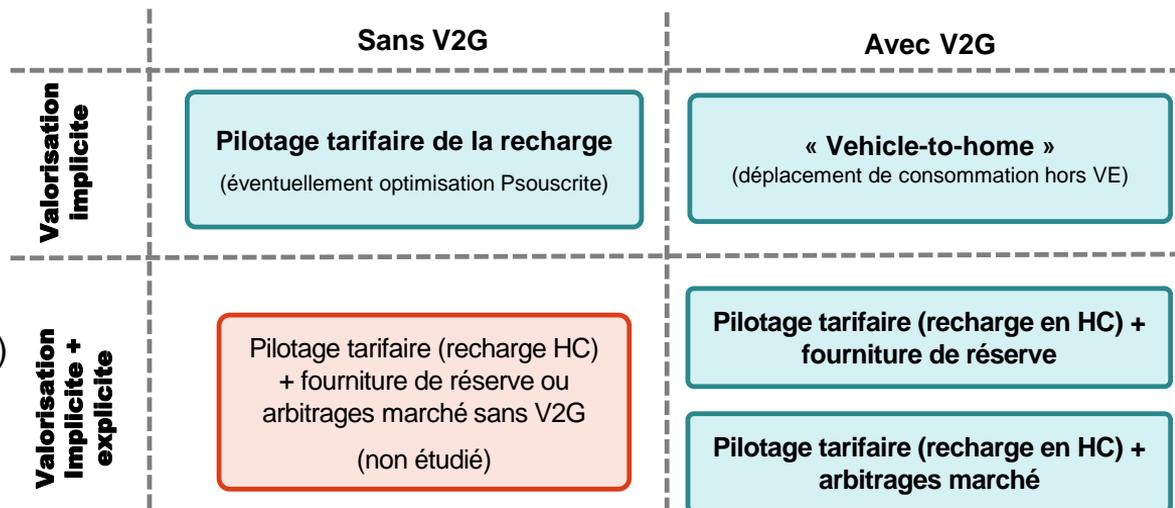


# L'analyse couvre plusieurs profils-type de consommateur et de stratégies d'utilisation de la flexibilité

- Plusieurs profils-type de mobilité individuels construits à partir de l'enquête nationale transport-déplacements et croisés avec différents profils de ménages en termes de consommation d'électricité :
  - Profil actif sans retour à la pause méridienne
  - Profil actif avec retour à la pause méridienne
  - Profil inactif
  - Profil professionnel

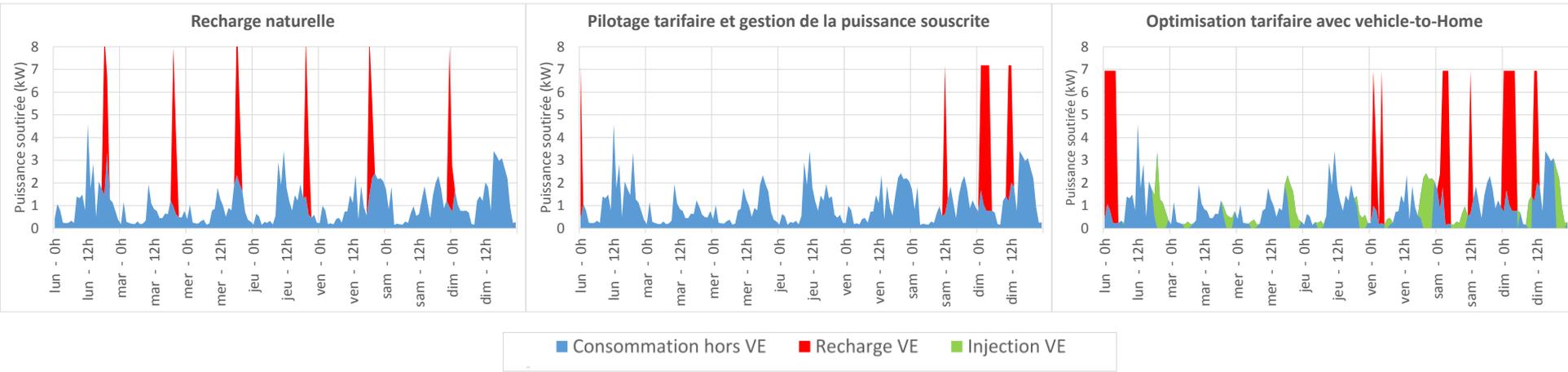
- Différentes stratégies possibles d'utilisation de la flexibilité:

- **Pilotage tarifaire** (placement de la recharge en heures creuses)
- **Vehicle-to-home** (déplacement de soutirages en heures creuses)
- **Pilotage « marché »** (valorisation explicite de la flexibilité sur les marchés)
- **Recharge « solaire »** ( pour les autoconsommateurs, arbitrage avec la tarif de rachat des surplus)



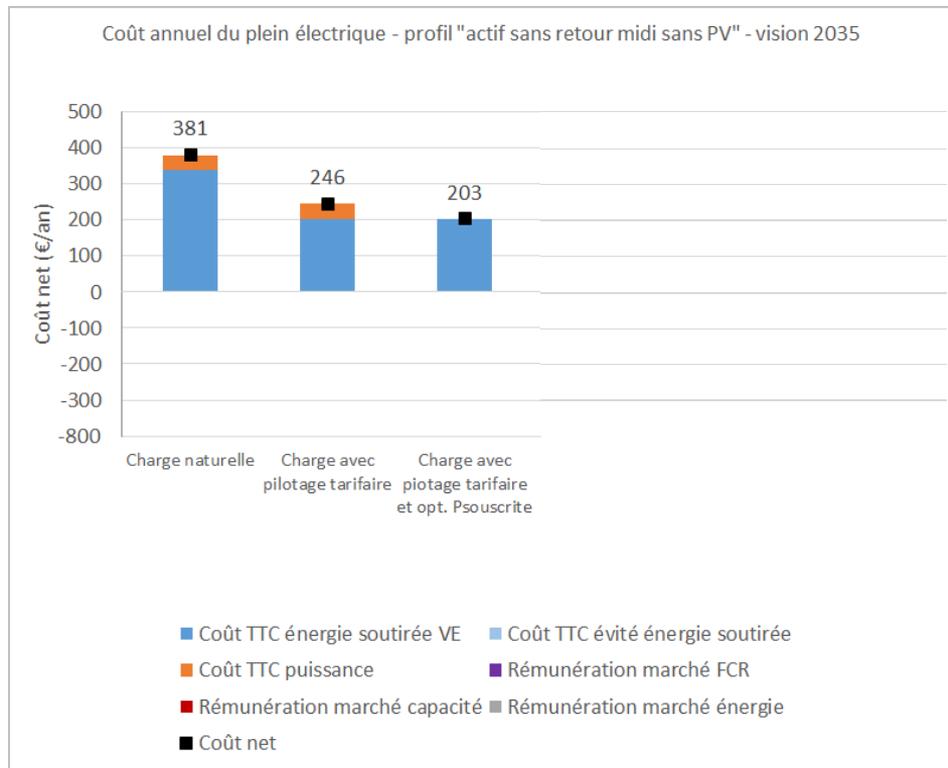
# Une représentation de l'utilisation de la flexibilité des VE basée sur l'intérêt des consommateurs

- Le pilotage sera guidé par les signaux de prix perçus (TTC) par les consommateurs
- Les offres de prix de fourniture différenciées selon les plages horaires pourront conduire à modifier fortement le pilotage des VE



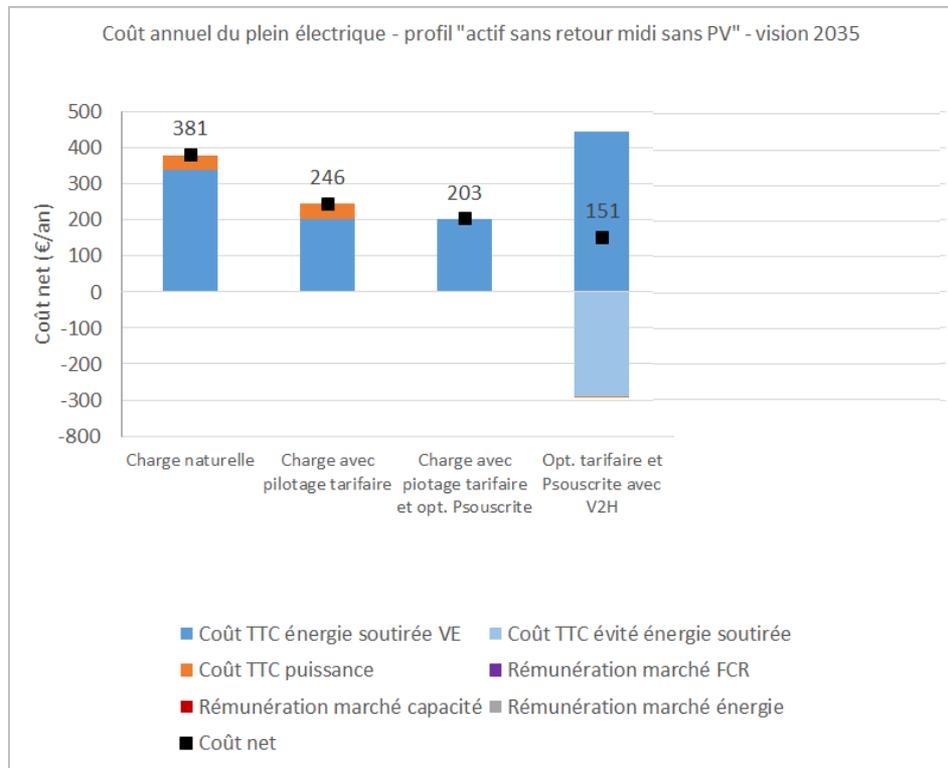
# Un enjeu pour le consommateur à piloter sa recharge

- Le déploiement des compteurs communicants permet le développement de nouvelles **offres de fourniture reflétant de façon plus fine les différentiels de prix sur les marchés** de l'énergie
  - Les fournisseurs proposent déjà des offres de fourniture avec des tarifs plus différenciés entre les plages temporelles que le TRV (Tarif Bleu HP/HC) : Offres « WE », Heures super creuses, etc.
- Avec des offres de fourniture différenciées (permises par Linky), **le pilotage de la charge présente un enjeu de l'ordre de 100 à 150 €/an.**



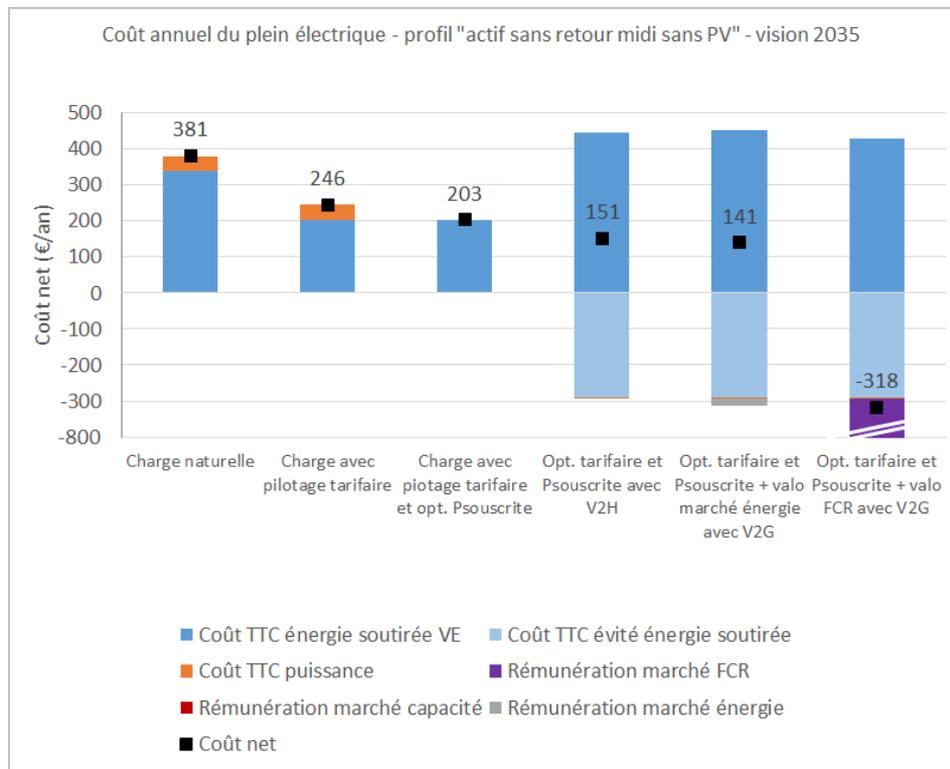
# Un intérêt potentiel pour le vehicle-to-home

- Le vehicle-to-home peut permettre de réduire la facture annuelle de l'ordre 50€/an.
  - L'intérêt économique est réel, malgré les **contraintes inhérentes aux véhicules: présence au domicile, besoins de mobilité.**
  - Le développement effectif dépendra de l'appétence des consommateurs, de l'évolution du coût de la technologie et des enjeux (ou leur perception) pour la durée de vie de la batterie.
  - Le nombre de cycles (~30/an) ne devrait pas réduire la durée de vie de la batterie** pour une utilisation en mobilité moyenne.



# Pour le consommateur, l'intérêt du véhicule-to-grid n'est pas assuré

- Les revenus liés à la fourniture de services d'équilibrage via le V2G peuvent aujourd'hui être très importants avec les niveaux de prix actuels. Ils pourraient baisser fortement sous l'effet de la concurrence des autres leviers solutions de flexibilité
- Hors fourniture de services d'équilibrage, l'intérêt du V2G par rapport au V2H est très limité pour le consommateur (~10€/an)**

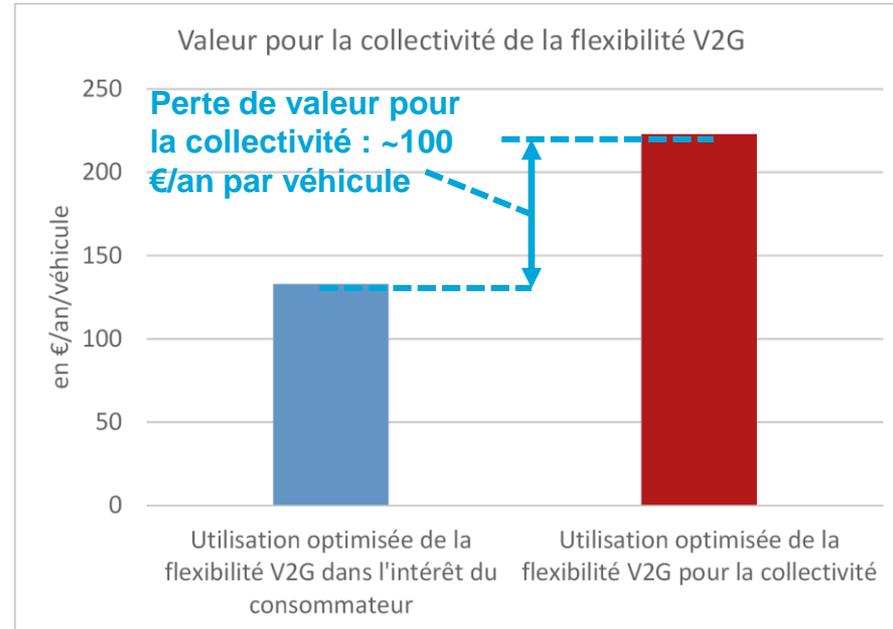


# Le potentiel économique du V2G pourrait être « bridé » par les règles de tarification actuelles

- Sans évolution du cadre de régulation, les véhicules électriques disposant de la technologie V2G pourraient n'être utilisés qu'en mode V2H et seulement de façon très marginale en V2G avec injection sur le réseau.

Les cycles avec injection sur le réseau ne sont intéressants que si les différentiels de prix de marché permettent de compenser l'effet des taxes et du TURPE.

- La moindre utilisation de la flexibilité « V2G » réduit son apport économique pour la collectivité de l'ordre de 100€/an par véhicule.



## Suites et fin des travaux

- Un cadrage général presque bouclé, appliqué au scénario « A », et qui reste à décliner :
    - Intégrer les camions et bus électriques de façon scénarisée
    - Finaliser les analyses dans un scénario PPE précisé
    - Mener l'analyse dans les autres scénarios « B », « C », « D »
  - De nombreuses demandes de variantes formulées en GT ou directement auprès de RTE : liste à stabiliser d'ici au 25 janvier
  - Des analyses économiques qui restent à finaliser (enjeux des différents types de pilotage tarifaire, enjeux pour les autoconsommateurs, etc.)
  - Des analyses sur les émissions qui doivent être présentées (contribution de la flexibilité des VE à la réduction de l'empreinte carbone, place des batteries de seconde vie des VE, etc.)
- ⇒ Publication à caler (potentiellement échelonnée). Au moins encore une réunion du GT à prévoir.



# Bilan prévisionnel

Commission perspectives système et réseau

*18 janvier 2019*



# **Bilan prévisionnel 2018 : Résultats et prolongements**

# Le cadre du Bilan prévisionnel 2018

- Prévu par le Code de l'énergie, le Bilan prévisionnel constitue un document de référence sur la sécurité d'approvisionnement en France et les perspectives d'évolution du système.

## Enjeux du Bilan prévisionnel 2018

- Actualiser le diagnostic sur l'évolution de l'équilibre offre-demande à un horizon de 5 ans, soit sur la période 2018-2023
- Apporter des éclairages sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement et les marges de manœuvre du système électrique dans une période clé pour la transition énergétique



- **Le Bilan prévisionnel 2018 a été publié le 15 novembre dernier** (synthèse accompagnée d'un cahier de variantes).

# Un diagnostic sur l'évolution de l'équilibre offre-demande à un horizon de 5 ans

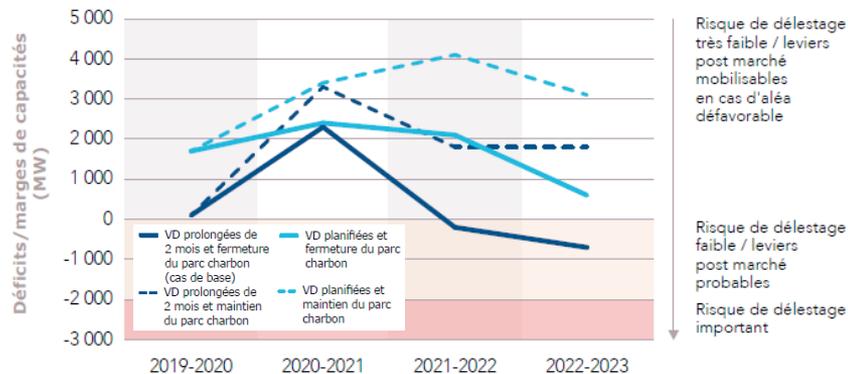
## 2018-2020 : un système électrique sans marge

- Le système est aujourd'hui équilibré. Les surcapacités du système électrique français ont été entièrement résorbées avec la fermeture de nombreuses centrales au fioul et au charbon au cours des dernières années.
- La fermeture de nouveaux moyens ne peut être envisagée avant mi-2020.

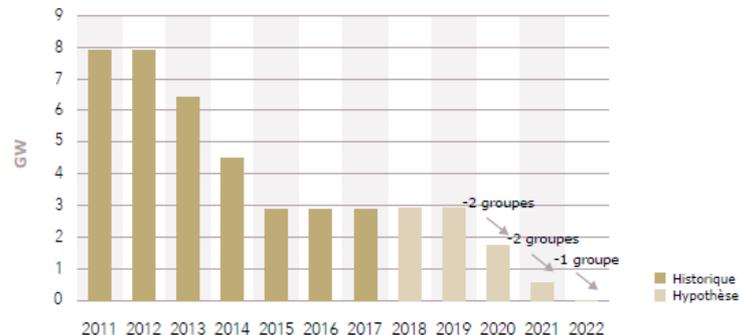
## 2020-2023 : de nouvelles marges de manœuvre apparaissent

- Des améliorations sur les marges qui résultent de l'augmentation de l'offre en France et des capacités d'échange avec les pays voisins
- **Possibilité de conserver un niveau de marges comparable à celui d'aujourd'hui en fermant les centrales au charbon, si plusieurs conditions sont réunies.**

Evolution des marges de capacité



Evolution de la capacité installée du parc charbon au 31 décembre



# Les conditions pour pouvoir fermer toutes les centrales au charbon d'ici 2022 dans le respect du critère de sécurité d'approvisionnement sont cumulatives



- Développement des énergies renouvelables selon la « trajectoire médiane »
- Mise en service des deux premiers parcs éoliens en mer



- Maîtrise de la durée des 4èmes visites décennales
- Mise en service de l'EPR de Flamanville



- Mise en service de la centrale de Landivisiau
- Maintien du reste du parc thermique : en particulier, cycles combinés au gaz, turbines à combustion, cogénérations et autres unités fonctionnant au gaz



- Maîtrise de l'évolution de la consommation (stabilité)



- Fiabilisation et progression du potentiel d'effacement de consommation



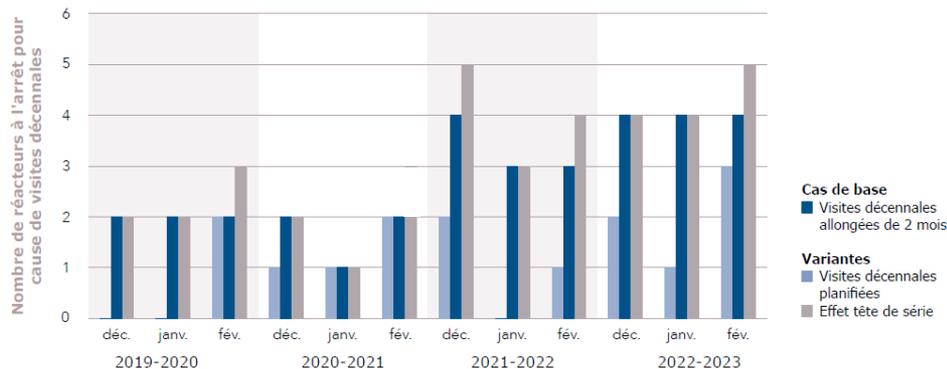
- Mise en service de trois nouvelles interconnexions prévues avec le Royaume-Uni (Eleclink et IFA2) et l'Italie (Savoie-Piémont)
- Évolution des parcs de production étrangers conforme aux projections des derniers exercices européens et études d'adéquation nationales.

# Un diagnostic mené dans un cadre de référence et complété par des variantes

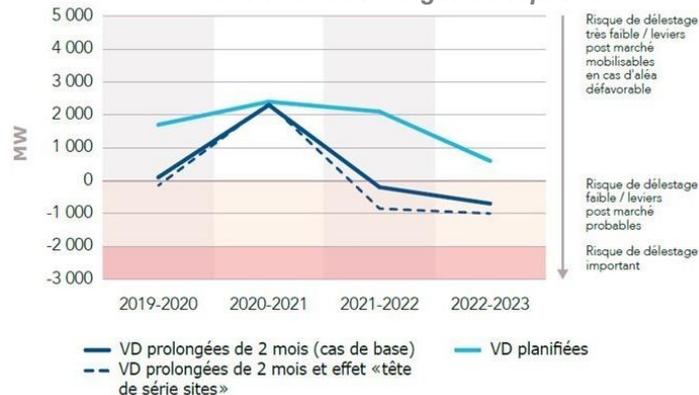
En particulier, la disponibilité du parc nucléaire reste un enjeu de premier ordre pour le respect du critère de sécurité d’approvisionnement :

- La maîtrise du planning de visites décennales (notamment quatrièmes visites décennales) est essentielle pour maintenir un haut niveau de sécurité d’approvisionnement après la fermeture des centrales au charbon.
- La situation de l’hiver 2018-2019 illustre ces risques (positionnement de VD pendant l’hiver ou prolongement de certaines VD devant se terminer juste avant l’hiver).

Nombre de visites décennales en hiver



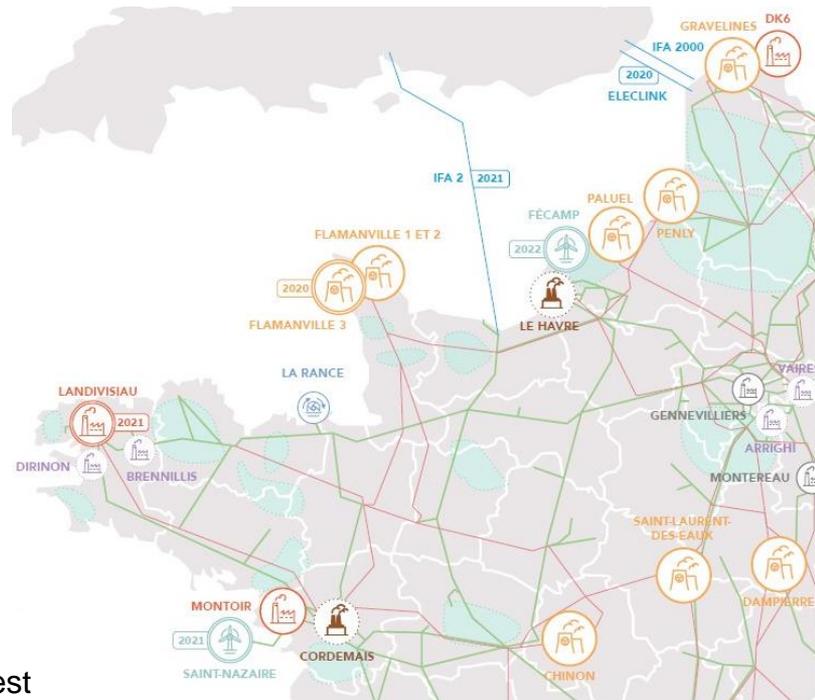
Evolution des marges de capacité



## Au-delà du diagnostic national, des analyses spécifiques pour maîtriser la sécurité d’approvisionnement locale après la fermeture des dernières centrales au charbon

- Dans le cas de base du Bilan prévisionnel, la sécurité d’approvisionnement locale reste maîtrisée après la fermeture des centrales au charbon.
- Sur le Grand Ouest, des conditions spécifiques pour la fermeture des groupes de Cordemais :
  - Les actions entreprises depuis 2010, (notamment mise en place du « filet de sécurité »), et la stabilisation de la consommation régionale ont permis de stabiliser la situation électrique de la Bretagne.
  - Toutefois, la zone du Grand Ouest, qui reste peu dotée en moyens de production fait l’objet d’une vigilance face au risque d’écroulement de tension en période de grand froid.
  - A moyen terme, **les facteurs positifs** (EPR de Flamanville, parcs éoliens en mer, centrale de Landivisiau, interconnexion IFA 2) **devraient compenser les effets aggravants** (déclassement des centrales du Havre et de Cordemais).
  - **C’est donc le « phasage » de ces différentes mises en service et fermetures qui importera** : une gestion coordonnée du calendrier est nécessaire pour garantir que la transition se passe correctement.

Moyens de production actuels et envisagés d’ici à 2022 dans le Grand Ouest



# Des analyses complémentaires seront publiées dans les prochaines semaines sur le site de la concertation

1

**Publication de « volets régionaux »** du Bilan prévisionnel, pour les zones concernées par la fermeture des dernières centrales au charbon.

En particulier, mise à disposition des analyses sur la situation autour de Saint-Avoid (Grand Est) et Gardanne (Provence-Alpes-Côte d'Azur) d'ici fin janvier sur le site de la concertation CPSR : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

2

**Demande du Ministre de la Transition écologique et solidaire de réaliser des analyses complémentaires** en prenant en compte les derniers éléments sur les facteurs positifs ou aggravants (dans un contexte d'incertitudes sur la durée des visites décennales et sur le calendrier de mise en service de l'EPR, de la centrale de Landivisiau et de l'interconnexion Eleclink), et la possibilité de convertir progressivement à la biomasse certains groupes au charbon (projet Ecocombust envisagé par EDF).



# **Bilan prévisionnel 2019 : cadrage des travaux**

# Premier cadrage de la suite des travaux sur le Bilan prévisionnel

## Moyen terme : actualisation du diagnostic sur l'évolution de l'équilibre offre-demande à un horizon de 5 ans, soit sur la période 2019-2024

- Une étude approfondie sur les marges de manœuvre du système électrique dans un contexte de fermeture des derniers groupes charbon
- Des hypothèses qui prennent en compte les objectifs définis par les pouvoirs publics, et les dernières annonces des acteurs
- Un dispositif de concertation reconduit pour l'élaboration de cette étude (consultation publique en avril-mai, publication à l'automne)

## Long terme : une construction de nouveaux scénarios de long terme dans un contexte post PPE

- La période modélisée couvrira les horizons 2035 et 2050
- Des analyses spécifiques sur la résilience du système au changement climatique et sur le fonctionnement technique du système dans des mix à forte pénétration EnR
- Une CPSR spécifique au printemps pour le lancement des travaux. RTE reste ouvert aux suggestions des participants à la concertation

# Lancement du GT consommation

Un « GT consommation » qui permettra de concerter de manière approfondie sur les méthodes et hypothèses retenues pour élaborer les trajectoires de long terme

- Une première session relative aux usages thermiques dans le secteur résidentiel se tiendra début mars.
- Des documents seront transmis au préalable par RTE.
- Les acteurs souhaitant participer à ces travaux sont invités à se faire connaître d'ici la fin du mois de janvier (par mail à l'adresse [rte-concerte-bp@rte-france.com](mailto:rte-concerte-bp@rte-france.com))

