Schéma décennal de développement du réseau

édition 2019

CURTE - Commission Accès au Réseau du 21 novembre 2019



01

Les enjeux associés à l’évolution du réseau de transport

Le réseau de transport d'électricité : un objet essentiel (mais méconnu) pour le bon fonctionnement du système électrique

Infrastructures HTB2 et HTB3

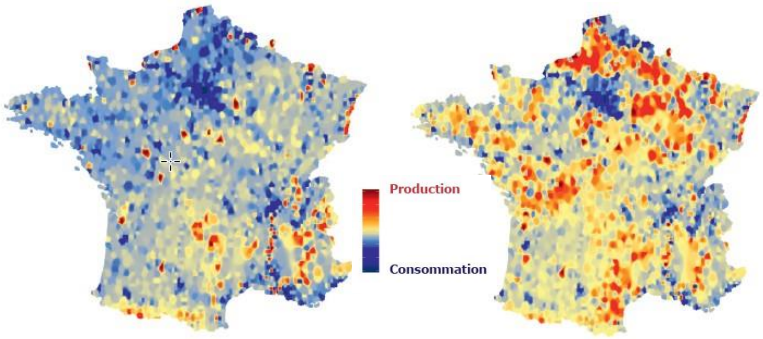


- Le réseau de transport d'électricité français est souvent perçu comme un ensemble « d'autoroutes électriques » reliant centres de production et zones de consommation.
- Cette représentation axée sur les infrastructures est une vision simplifié du service rendu par le réseau.

- Le réseau électrique est aussi, et surtout, un outil de mutualisation des sources de production au sein, et entre les territoires.
- La fonction première du réseau est de mettre en commun les différentes sources de production. Ainsi connectées, ces sources peuvent être appelées selon la demande, avec le meilleur compromis technique, économique et environnemental.

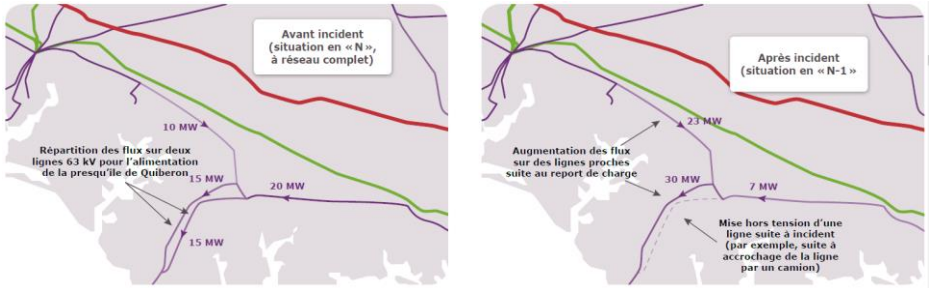
Situation hivernale 2019 avec peu de vent

Situation printanière 2035 avec beaucoup de vent

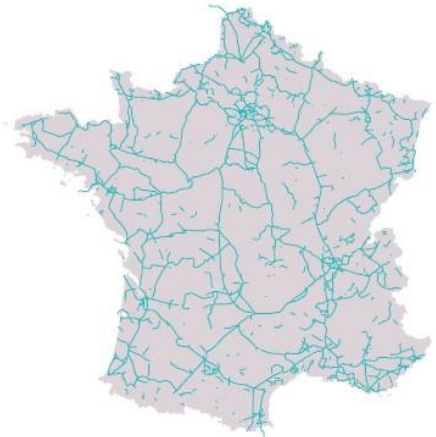


Le réseau de transport d'électricité : une infrastructure vitale utilisée en permanence

- Par un maillage robuste, le réseau électrique garantit l'alimentation des territoires en temps réel.
- Via une infrastructure de supervision et d'action 24h/24h, le GRT assure en permanence la sûreté d'exploitation, contrôle en temps réel les flux, la production et la consommation et a l'autorité pour les ajuster en temps réel.



Suite à un incident sur une ligne électrique, les transits sont « repris » par une autre ligne.



Chemins optiques déployés à fin 2018

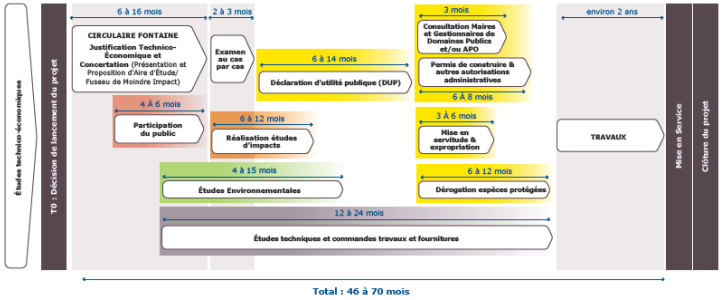
- Le bon fonctionnement du réseau d'électricité revêt une importance vitale.
- Il s'appuie sur des procédures de communication sécurisées en temps réel et sur des exigences particulières en matière de performance, de sécurité militaire, et d'indépendance nationale.
- C'est donc aussi une infrastructure de télécommunications (l'une des plus importantes de France, derrière les grands opérateurs)

Le réseau de transport d'électricité : une infrastructure qui nécessite une planification à long terme

- Les évolutions du mix nécessiteront des adaptations importantes du réseau électrique.
- Le GRT doit anticiper ces évolutions pour décider de la mise en œuvre de nouvelles infrastructures en tenant compte de tous les délais de construction (réseau comme production).
- L'acceptabilité du réseau devient une composante majeure dans les délais de réalisation des ouvrages.

Transformations annoncées dans la PPE

- Capacité d'interconnexion **x2 en 15 ans** pour assurer l'équilibre technico-économique du mix
- Près de **15 millions** de véhicules électriques d'ici 15 ans
- Raccordement d'électrolyseurs pour atteindre un taux d'hydrogène industriel décarboné de **20 % à 40 % d'ici 10 ans**
- Développement de l'autoconsommation photovoltaïque
- Capacité des éoliennes terrestres et des panneaux solaires **x3 en 10 ans** **x5 en 15 ans**
- Plus de **10 GW** d'éolien en mer mis en service en 15 ans
- Déclassement de **14 réacteurs nucléaires** en 15 ans
- Arrêt de la production d'électricité au charbon **d'ici 2022**



Vision schématique des procédures

- Le développement d'une infrastructure de réseau nécessite entre 5 et 10 ans de construction avec 70% de temps passé en procédure. Les délais sont du même ordre pour un parc éolien en mer ou un grand parc photovoltaïque.
- Une planification du réseau sur le temps long et coordonnée avec les évolutions du mix électrique est cruciale pour la conduite de la transition énergétique

La transformation des réseaux : une condition essentielle pour atteindre les ambitions des politiques énergétiques

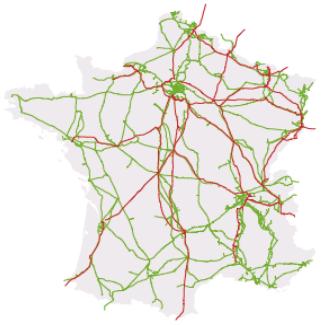
1980 | **2000** | **2020** | **2035**

Réseau

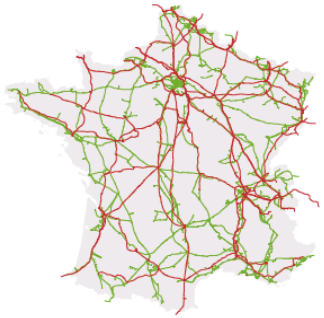
— Ligne 400 kV — Ligne 225 kV

Développement du réseau 400 kV

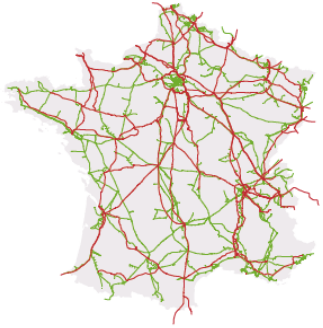
Développement des interconnexions et sécurisation des « péninsules électriques »



83 000 km de lignes dont :
9 000 km en 400 kV
24 000 km en 225 kV
49 000 km en 63-90-150 kV



97 000 km de lignes dont :
21 000 km en 400 kV
25 000 km en 225 kV
51 000 km en 63-90-150 kV



106 000 km de lignes dont :
22 000 km en 400 kV
27 000 km en 225 kV
57 000 km en 63-90-150 kV

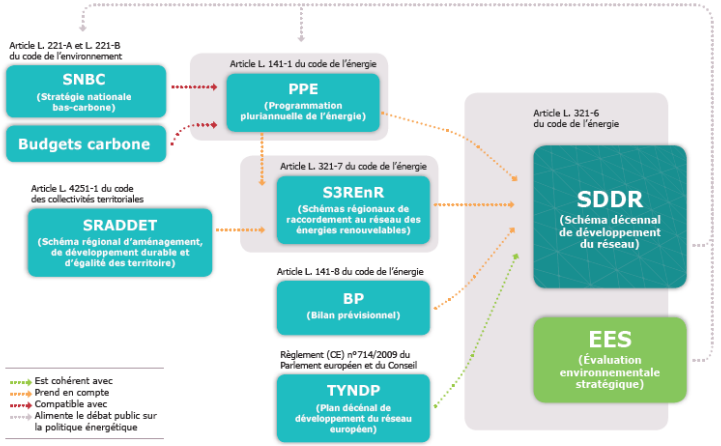
?

02

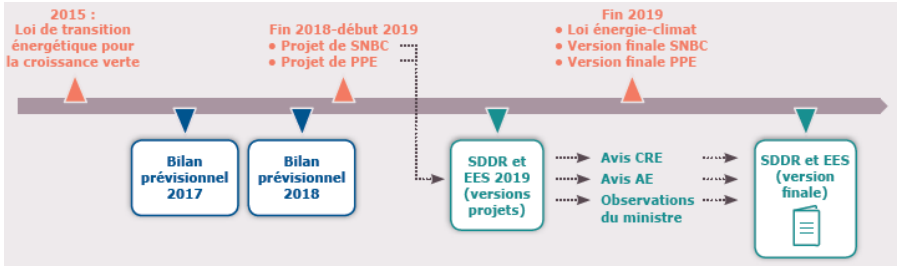
Le SDDR : un document de planification du réseau inédit

Le SDDR : vecteur de déclinaison opérationnelle de la PPE

- L'élaboration du SDDR est une obligation légale de RTE depuis 2011 (L.321-6).
- Le schéma est élaboré en cohérence avec les autres exercices de planification :
  - Le Bilan Prévisionnel (BP) sur la base des éditions 2018 et 2017
  - La Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), dans leur version projet
  - Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR), à date et en cours de révision
  - Le 10-year Network Development Plan (TYNDP), édition 2018



Dépendances entre livrables



Échéances importantes associées au SDDR

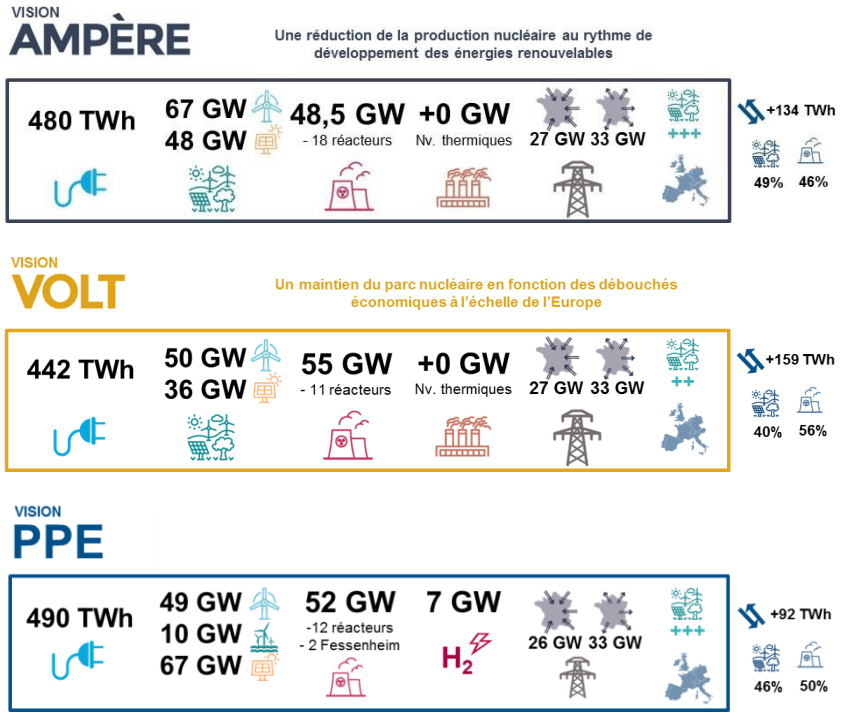
- La synthèse, le rapport technique et l'évaluation environnementale stratégique du SDDR ont été publiés le 17 septembre 2019 .
- Ces versions projets sont soumises aux avis de la CRE, de l'Autorité environnementale et aux observations du Ministre.

Le périmètre de l'édition 2019 du SDDR est inédit

- Le SDDR fournit les éléments réglementaires attendus : la liste des infrastructures de réseau décidées, ou en cours d'études à l'horizon 3 et 10 ans

- Des éléments complémentaires ont été intégrés au périmètre du SDDR 2019 :

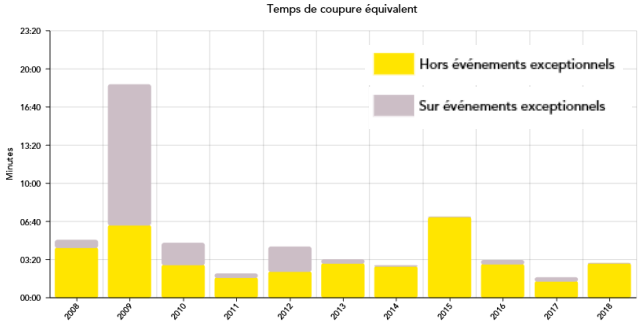
  - L'horizon d'étude a été élargi à 2035 : vision cohérente production / transport avec le BP.
  - L'évolution de toutes les composantes du réseau a été évaluée (adaptations, renouvellement, numérique, offshore et interconnexions)
  - Les résultats sont envisagés sur plusieurs scénarios différents : *PPE* (référence), *Ampère* et *Volt* (+ *Watt* et variantes ad-hoc)
  - Certains enjeux font l'objet d'une analyse spécifique (environnement, autoconsommation…)
  - Ces compléments ont fait l'objet d'échanges lors d'une large concertation publique (avril / juillet / sept 2018 puis janv 2019)



  - Les résultats sont mis en perspective selon différentes mailles territoriales (européennes, nationales, régionales).

Le SDDR, c'est un plan de transformation du réseau pour réussir la feuille de route énergétique de la PPE

- Aujourd'hui, le réseau de transport est robuste et bien maillé (quasiment pas de coûts de congestions *vs*. plus de 1 Md€/an en Allemagne) : il délivre une très bonne qualité d'électricité.
- Néanmoins, le réseau est aussi une infrastructure qui vieillit (au rythme actuel, de l'ordre de 100 à 150 ans pour renouveler) et qui n'évolue que peu (emprise relativement stable).



- Pour réussir une transition énergétique ambitieuse, des changements structurants doivent donc intervenir dans les prochaines années. 3 défis sont à relever:
  - **Défi sociétal et environnemental** : l'évolution prévue du réseau est-elle socialement acceptable alors que se multiplient les oppositions ? Peut-on réintégrer le réseau dans le récit de la transition énergétique ?
  - **Défi industriel** : RTE et ses fournisseurs ont-ils les compétences et la capacité technique de développer un réseau offshore, numériser son infrastructure, doubler la capacité d'interconnexion en 15 ans ?
  - **Défi financier** : les trajectoires de dépenses sont-elles finançables (TURPE), soutenable pour RTE (dette) ? Ce débat à replacer dans le cadre plus large du coût de la transition énergétique.

Cinq chapitres « industriels » pour décrire l'évolution du réseau

1 **LE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU EXISTANT**



Renouveler les infrastructures pour maintenir le réseau en condition opérationnelle et assurer la qualité d'alimentation

2 **LES ADAPTATIONS**



Raccorder les nouvelles installations de production et de consommation et adapter le réseau amont au nouveau mix

3 **L'OSSATURE NUMÉRIQUE**



Renforcer l'infrastructure de télécoms et de contrôle-commande pour optimiser l'utilisation du réseau

4 **LES INTERCONNEXIONS**



Doubler la capacité d'interconnexion en quinze ans pour accroître la compétitivité et la décarbonation du mix européen

5 **LE RÉSEAU EN MER**



Raccorder plus de 10 GW d'éolien en mer sur les 15 prochaines années en optimisant les infrastructures

Deux chapitres « bilans » pour collecter les résultats

6 **LA VISION RÉGIONALE**



Répertorier les projets de réseau à moyen terme, évaluer les enjeux des territoires à long terme et leurs impacts possibles sur le réseau

7 **LES TRAJECTOIRES COMPLÈTES**



Estimer l'impact financier des évolutions de réseau et leur part dans la transition énergétique

Cinq chapitres « thématiques » pour analyser un enjeu fort

8 LES SOLUTIONS FLEXIBLES



Evaluer l'apport de solutions tierces « smartgrids » en alternative au réseau

9 LA LOCALISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Illustrer l'impact de répartitions différenciées des EnR terrestres sur le territoire

10 L'AUTOCONSOMMATION



Estimer l'importance du phénomène et évaluer l'impact sur le réseau

11 LES INCERTITUDES



Lister les principales sources d'incertitudes et proposer un pilotage adapté

12 L'ENVIRONNEMENT



Estimer les incidences environnementales du réseau



03

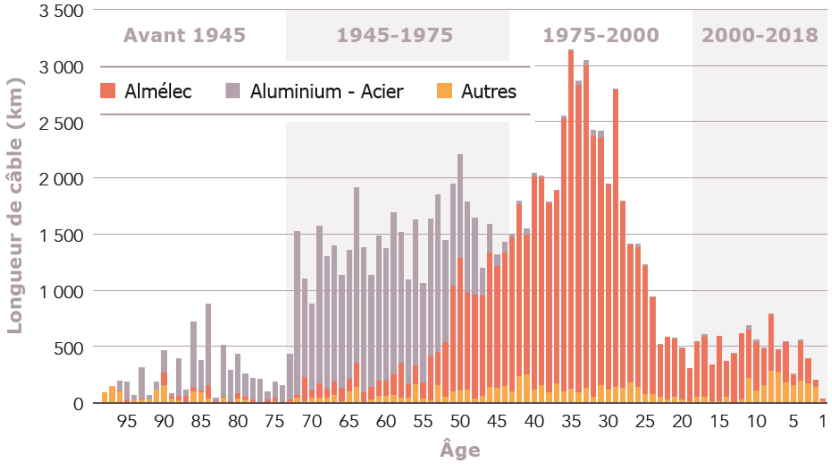
Les grands résultats des volets industriels

LE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU EXISTANT



Le renouvellement : la priorité aux « réseaux du quotidien »

- En France, le réseau de transport d'électricité est âgé en moyenne de 50 ans.
- Le renouvellement du réseau existant va s'affirmer comme un enjeu crucial pour la qualité de l'approvisionnement.
- A partir de 2030, un « mur de renouvellement » est à prévoir avec l'obsolescence de nombreuses lignes construites à partir de 1945.



Pyramide des âges des conducteurs aériens

- La politique de renouvellement proposée vise à :
  - maintenir le niveau de qualité de l'électricité actuel sur le territoire
  - mettre l'accent sur le « réseau du quotidien » en consacrant les budgets nécessaires pour l'entretien des lignes existantes
  - optimiser la politique de gestion des actifs, sur la base 1 - des possibilités issues du numérique et de décisions basées sur la performance constatée des matériels et 2 - de restructurations sobres du réseau sur certaines zones

Le renouvellement : des budgets en hausse pour maintenir le service rendu

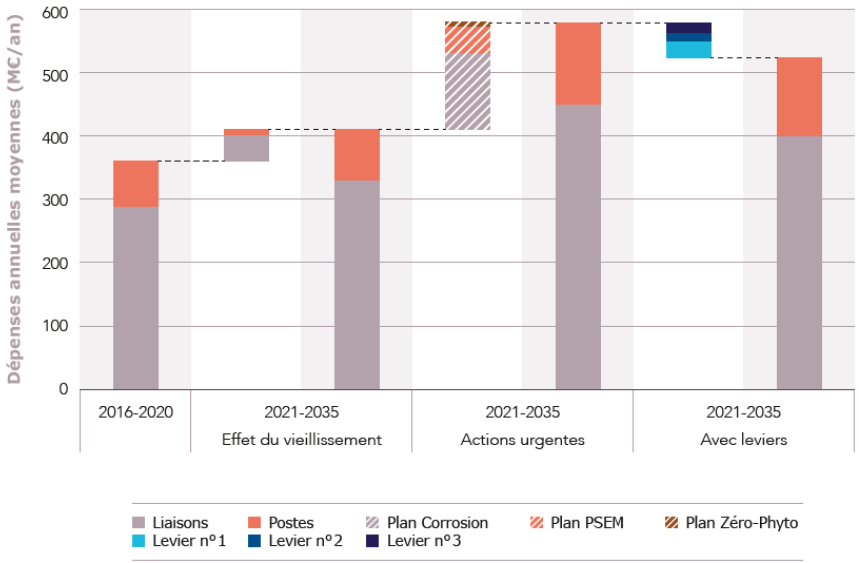
Les budgets à consacrer au renouvellement du réseau électrique nécessiteront une augmentation de 170 M€/an en moyenne sur la période 2020 – 2035, *via* :

1. Le vieillissement du réseau induit un effet mécanique d'augmentation des dépenses de renouvellement (composants atteignant 85 ans).

2. Des actions urgentes pour rénover des fragilités avérées (plan corrosion et PSEM) ou pour répondre aux nouvelles normes environnementales (Zéro-Phyto) seront mises en œuvre.

3. Des leviers d'optimisation existent pour réduire l'effort de renouvellement :
   - Ajustement des opérations de rénovation des liaisons aériennes
   - Extension de la durée de vie des composantes via la supervision
   - Mutualisation des efforts d'adaptation et de rénovation

Évolution des dépenses de renouvellement (CAPEX) des lignes et postes électriques (hors numérisation)



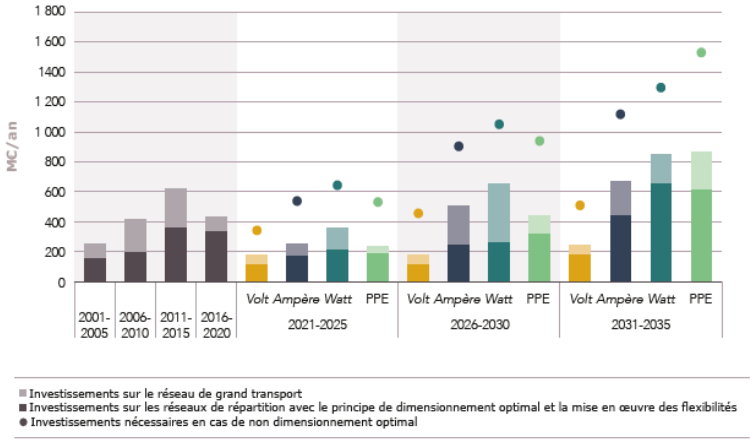
LES ADAPTATIONS



Les adaptations : jusqu'en 2025 (~50 GW éolien/PV), des solutions pour optimiser davantage les réseaux existants

- Le développement des énergies renouvelables constitue désormais le principal inducteur des adaptations du réseau.
- A l'horizon 2028, la production éolienne et PV pourrait atteindre ~75 GW puis entre 100 et 135 GW en 2035 (source PPE).
- Jusqu'à une cinquantaine de GW (éolien + photovoltaïque) – le double d'aujourd'hui – les besoins d'adaptation et les dépenses d'investissement réseau restent stables (voire en baisse à moyen terme) si :
  - ➢ acceptation du principe de dimensionnement optimal du réseau avec possibilité de limitation ponctuelle sur l'évacuation des EnR (<0,3% en volume)
  - ➢ déploiement de solutions numériques

Évolution des dépenses d'adaptations (CAPEX) des lignes et postes électriques (hors numérisation)



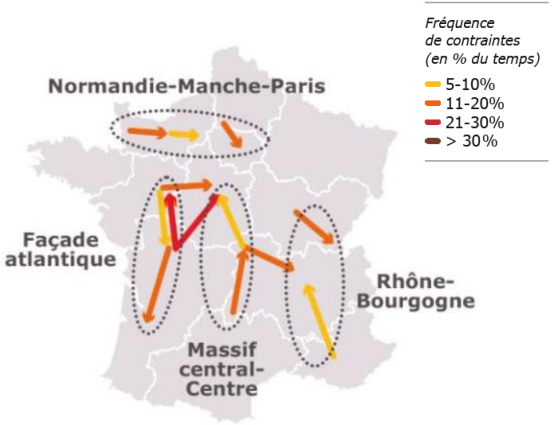
- Ces dispositifs rendent possible des économies importantes (7 Md€ sur la période) sur les adaptations du réseau interne
- Sur les raccordements au réseau, les créations seront en hausse (nouveaux poste sources) en lien avec les fortes ambitions EnR à accueillir sur chaque région.

Les adaptations : au-delà de 2025, des renforcements structurants sont nécessaires

- Au-delà du seuil de 50 GW (atteint entre 2025 et 2030 selon les scénarios), les besoins de renforcement seront plus structurants :
  - Les solutions précises dépendront du rythme effectif de développement des EnR et du calendrier précis pour le nucléaire, elles doivent se préparer dès aujourd'hui afin de pouvoir être lancées d'ici 2025.
  - Certains renforcements « lourds » sont à prévoir. 4 zones de fragilité attestées : Massif central - Centre, façade atlantique, Rhône - Bourgogne, Normandie - Manche - Paris.

- Ces adaptations doivent s'inscrire dans une vision globale de la transformation du système électrique.

- RTE propose 3 principes d'adaptation du réseau :
  - En 63 / 90 kV : Construction en souterrain systématique (sauf impossibilité)
  - En 225 kV : Construction en souterrain privilégiée en zone urbaine
  - En 400 kV : Construction en aérien et, si possible, réutilisation des couloirs existants



Zones de fragilités nécessitant des adaptations dans les différents scénario étudiés à l'horizon 2035

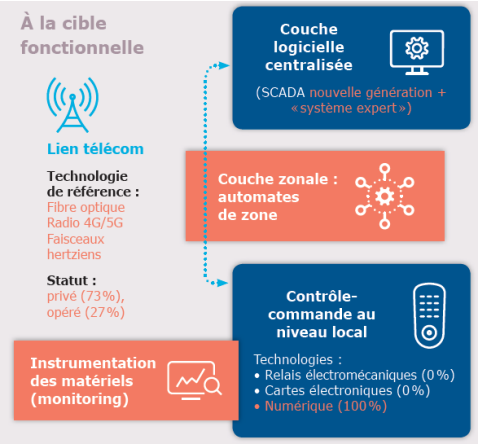
- Cet arbitrage entre insertion environnementale et coûts de projet est soumis à l'avis de la CRE, de l'AE et du Ministre.
  - L'effort d'adaptation représente, sur le projet de PPE, 13 Md€ sur 15 ans (dont 5 Md€ pour le raccordement).

L'OSSATURE NUMÉRIQUE



L'ossature numérique : un système nerveux indispensable pour sécuriser et optimiser le fonctionnement du réseau

- Le fonctionnement du réseau électrique repose sur un ensemble de système d'information qui permet son exploitation en temps réel :
  - plus de 40 000 télémesures sont relevées toutes les 10 secondes
  - plus de 350 000 télésignalisations sont relevées à chaque changement d'état des matériels (par exemple : disjoncteur ouvert ou fermé).

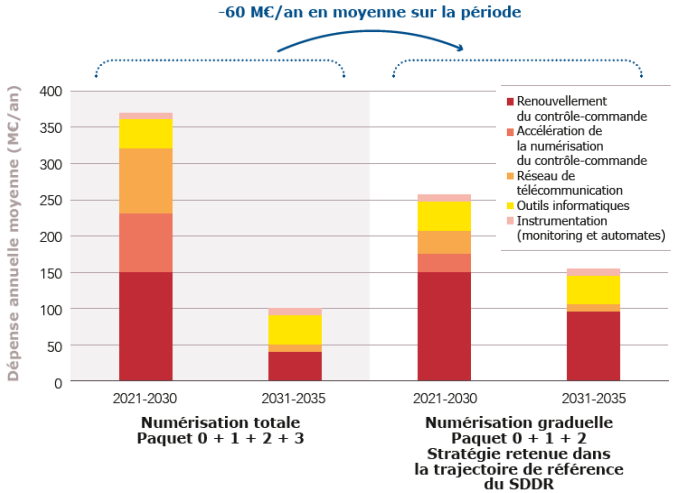


- Ceci constitue un système nerveux pour garantir l'observabilité, la commandabilité et la protégeabilité du réseau, et rassemble :
  - Le réseau de télécommunication (en cuivre, fibre, radio…)
  - Le contrôle-commande au niveau local
  - L'instrumentation (monitoring, automates)
  - La couche logicielle (SCADA)
- Ces échanges de données en temps réel participent :
  - à la sécurité des biens et des personnes en limitant les conséquences des incidents
  - à la performance du réseau, en permettant d'exploiter et de maintenir le réseau au plus près de ses limites techniques.
- RTE propose une nouvelle cible fonctionnelle pour l'évolution de son ossature numérique afin de sécuriser et renforcer le réseau sur la période 2020 - 2035.

L'ossature numérique : le renforcement progressif du SI afin de réussir l'hybridation entre électrique et numérique

Le programme industriel du SDDR repose sur un socle numérique en croissance :

- Un paquet 0 « renouvellement » pour répondre au vieillissement naturel des système de contrôle commande existant
- Un paquet 1 « fondamental » indispensable pour assurer la sûreté et la résilience du réseau (enjeux de sûreté nucléaire, de cybersécurité et d'indépendance stratégique)
  - Extension du réseau télécom
- Un paquet 2 « performance » pour maintenir la performance du réseau actuel et mieux maitriser les investissements d'adaptation et de renouvellement
  - Extension du réseau télécom (500 sites avec le paquet 1)
  - Instrumentation du réseau (ambition : 50% des matériels)
  - Renouvellement accéléré de certains systèmes de contrôle-commande
  - Déploiement d'outils informatiques performants
- Selon la dynamique d'évolution du mix et de notre capacité à anticiper leur localisation, un troisième paquet d'hybridation pourrait être nécessaire



Comparaison des stratégies de numérisation

→ La stratégie d'hybridation numérique du réseau représente 3 Md€ sur 15 ans avec des gains attendus très importants sur les opérations d'adaptation et de renouvellement du réseau (plusieurs Md€ d'économie).

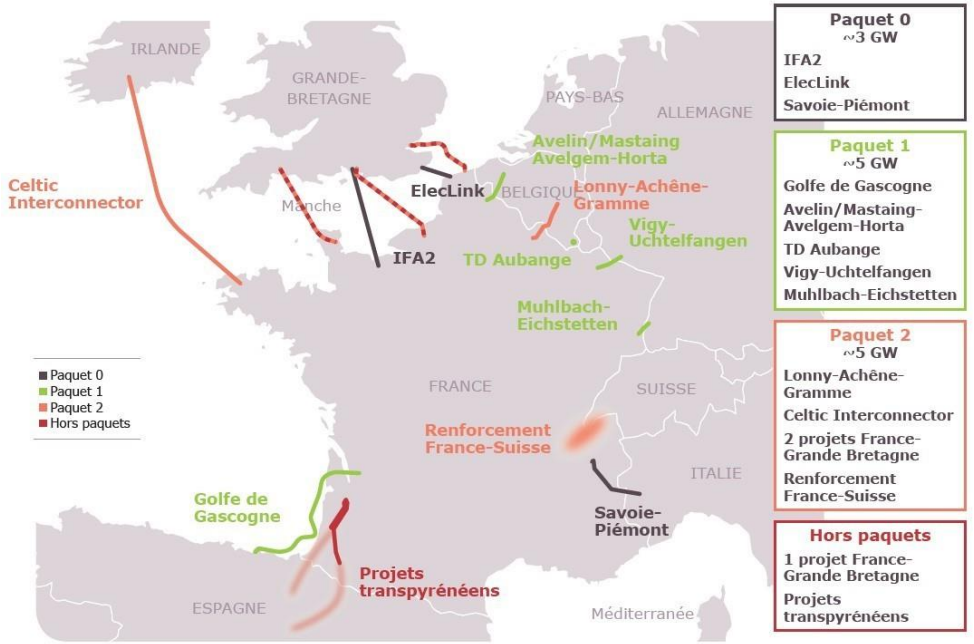
LES INTERCONNEXIONS



Les interconnexions : un programme intégré et séquencé afin de favoriser l'arrivée rapide des projets les plus pertinents

- Les interconnexions constituent un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne.
- Le scénario de la PPE repose sur un doublement de la capacité d'interconnexion en 15 ans (cf. discours de la Sorbonne).

- Proposer ce doublement sans priorisation revient à envisager une trajectoire de développement irréaliste techniquement et financièrement.
- RTE propose de séquencer le développement des interconnexions selon plusieurs critères:
  - Espace économique
  - Incertitude (politique / technique / sociétale)
  - Etat d'avancement



- Une priorisation est effectuée en regroupant les projets d'interconnexions selon 3 paquets :
  - Paquet 0 : « en cours »
  - Paquet 1 : « projets sans regret »
  - Paquet 2 : « projets sous conditions »

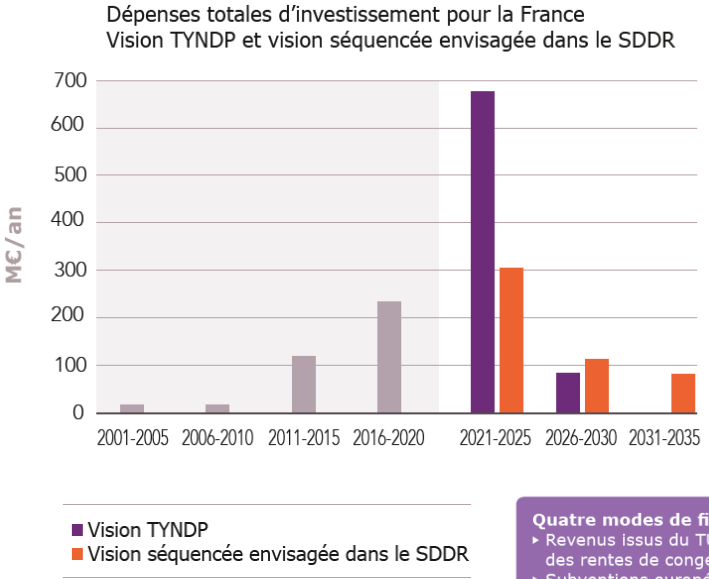
Les interconnexions : un programme en réponse aux enjeux financiers et industriels

- Priorité sur la réussite du projet Golfe de Gascogne et sur le renforcement des capacités d'échanges au sein de la zone France-Allemagne-Benelux

- Avec le Royaume-Uni, au-delà de IFA2 et ElecLink, entre 0 et 2 nouveaux projets sont possibles, mais l'espace économique devra être réinterrogé en fonction des incertitudes.

- Avec cette nouvelle approche, le SDDR propose une trajectoire d'investissement soutenable financièrement et industriellement :

  - 13 projets de renforcement sur 7 frontières
  - Doublement de la capacité d'échange à l'horizon 2035
  - Près de 2 Md€ investis par RTE sur la période 2020 - 2035



Quatre modes de financement
- Revenus issus du TURPE et des rentes de congestion
- Subventions européennes
- Financement par d'autres GRT de travaux réalisés par RTE
- Investissements privés

LE RÉSEAU EN MER



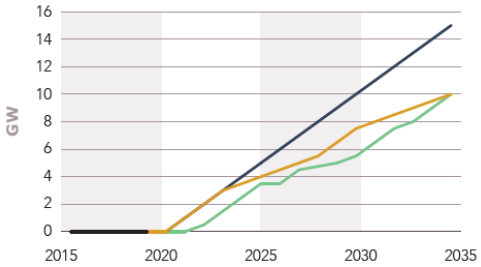
Le réseau en mer : des dépenses importantes pour répondre aux ambitions publiques sur l'éolien en mer

- Des enjeux spécifiques pour le raccordement des éoliennes en mer sont forts (coûts élevés, enjeux industriels, respect des délais, …)
- A moyen terme, la dynamique est enclenchée pour le raccordement d'une dizaine de parcs.

Année d'attribution	2012	2014	2016	2019	2020	2021	2022	2023	2024	>2025
Éolien posé	1900 GW AO1	1000 MW AO2		~600 MW AO3 Dunkerque		1000 MW par an en moyenne dont : Oléron (date AO à définir, posé, 500-1000 MW) Bretagne Sud (2021, flottant, 250 MW) Occitanie (date AO à définir, flottant 250 MW) Provence-Alpes-Côte d'Azur (date AO à définir, flottant 250 MW)				
Éolien flottant			96 MW Appel à projet fermes pilotes		~1000 MW AO4 Normandie	Parcs flottants ayant vocation à être étendus à au moins 750 MW, en cas de bonne performance sur les tarifs, afin de bénéficier de raccordements mutualisés				

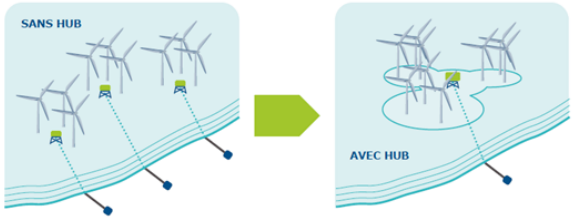


- Le nouveau cadre législatif a élargi la responsabilité de RTE :
  - au raccordement et au poste en mer à partir de l'AO3 (loi « hydrocarbures »)
  - au raccordement hors poste en mer pour les AO1 et 2 (loi ESSOC).
- Des coûts cible réalistes (de l'ordre de 800 k€/MW, plateforme comprise) et confortés par un benchmark externe (dans l'ordre de grandeur des standards européens) sont envisagés pour ces raccordements.



- La maîtrise industrielle du programme de raccordement par RTE est cruciale, car la part « raccordement » va être de plus en plus importante dans la « facture » de l'éolien offshore:
  - de l'ordre de 10-15 €/MWh contre par exemple 44 €/MWh pour le tarif garanti d'achat de l'électricité pour l'AO Dunkerque.

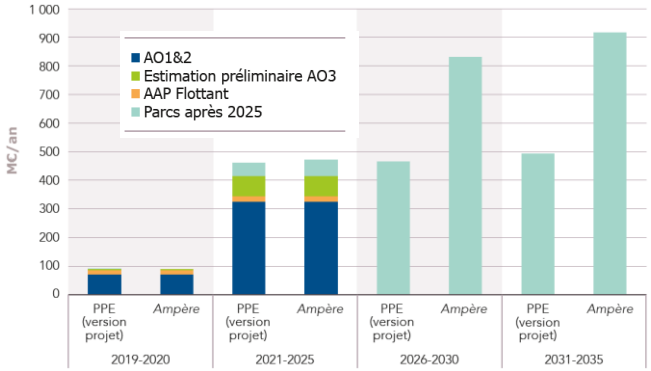
Le réseau en mer : des dépenses importantes pour répondre aux ambitions publiques sur l'éolien en mer



Levier d'optimisation pour le raccordement des parcs éoliens en mer

- La trajectoire d'investissement intègre des gains (économies d'échelle et planification)
  - Levier « hub » pour mutualiser le raccordement de plusieurs parcs de production (un seul poste en mer qui peut être modulaire)
  - Levier « puissance cible » afin d'adapter la taille des parcs à la capacité des infrastructure de réseau
  - Levier « standardisation » afin de tirer partie des économies d'échelles

- Ces leviers dépendent en partie de l'Etat et illustrent la nécessité d'une planification à long terme (économie de 15% pour les parcs à partir de l'AO4)
- Les dépenses liées au raccordement sont estimées entre 7 et 8 Md€ (avec ou sans leviers) sur la période 2020 – 2035 pour 10 GW d'éolien en mer.
- Le SDDR pourrait se prolonger par l'élaboration de plans de développement du réseau en mer afin de faciliter la planification conjointe réseau à terre / raccordement en mer



Dépenses annuelles d'investissement pour le réseau en mer



04

Le bilan du SDDR

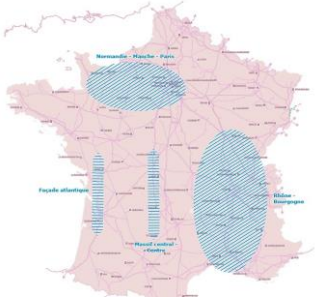
Des projets sont engagés sur la période 2019 - 2023



A moyen-terme



- Les enjeux correspondant aux cinq volets industriels du SDDR se traduisent dans des perspectives concrètes d'évolution du réseau au cours des prochaines années.
- Un tableau complet des projets à 5 ans est disponible en annexe du SDDR.
- Depuis les dernières années, une forte évolution des facteurs d'adaptation est constatée:
  - Près de la moitié des projets recensés à moyen terme sont désormais liés à l'accueil des EnR terrestres et maritimes
  - Baisse des projets visant à garantir l'alimentation électrique (25 %), (sécurisation de l'alimentation d'agglomérations urbaines dynamiques)
  - Hausse des investissements consacrés au développement de projets d'interconnexion



A long-terme

- A plus long-terme, des zones de fragilité électrique apparaissent et sont à confirmer :
  - Normandie – Manche – Paris
  - Massif central et Centre
  - Façade atlantique
  - Rhône - Bourgogne

La vision régionale : Nouvelle-Aquitaine



S3REnR NOUVELLE-AQUITAINE (vision mai 2019)

Aquitaine

Date de publication	29/04/2015
Quote-part	24,21 kC/MW
Capacités réservées	830 MW
Taux d'affectation	100%

Poitou-Charentes

Date de publication	07/08/2015
Quote-part	43,88 kC/MW
Capacités réservées	1513 MW
Taux d'affectation	78%

Limousin

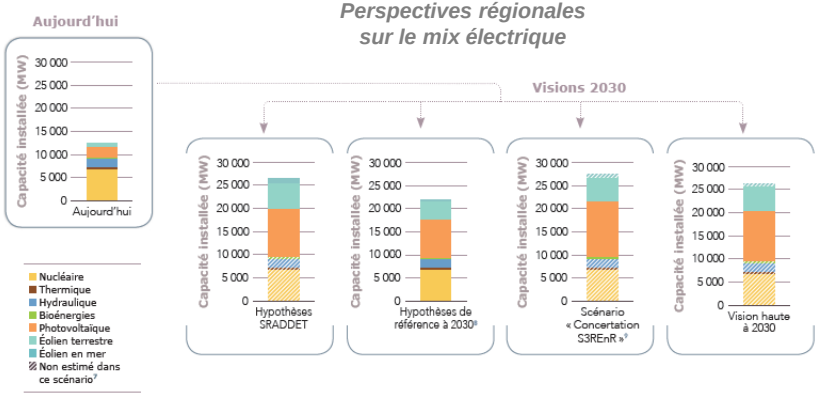
Date de publication	16/12/2014
Quote-part	25,63 kC/MW
Capacités réservées	647 MW
Taux d'affectation	54%



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	12929 km
Liaisons souterraines	874 km
Lignes d'interconnexion	3
Postes électriques	350

Perspectives régionales sur le mix électrique



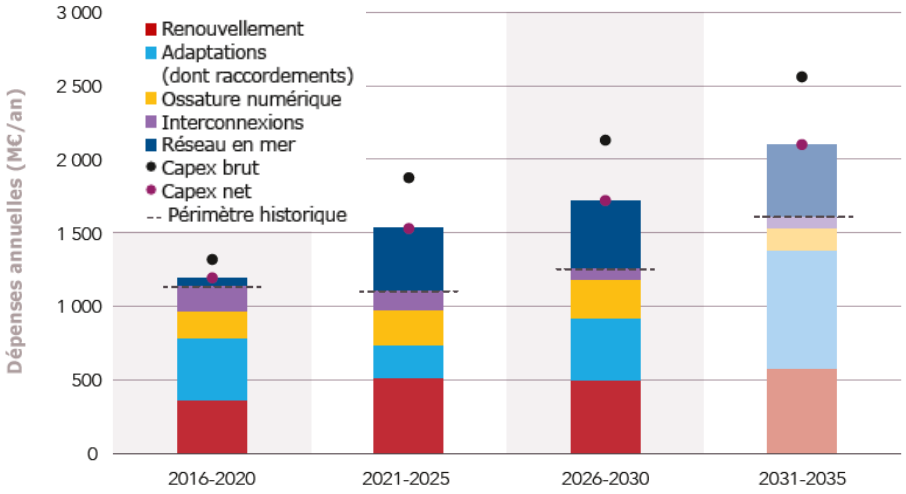
- ✓ Région exportatrice avec des ambitions EnR très importantes.
- ✓ Perspective de consommation stable (mais dynamiques locales)
- ✓ Des enjeux importants sur la rénovation du réseau électrique obsolescent dans les Pyrénées et le Massif Central.
- ✓ Des projets nombreux pour le raccordement et l'adaptation des réseaux HTB1 / HTB2 pour accueillir les objectifs fixés pour le futur S3REnR
- ✓ Des adaptations importantes seront également nécessaires à l'horizon 2030 sur les réseaux HTB3 / HTB2 (axe « Façade atlantique »)
- ✓ Un projet d'interconnexion « Golfe de Gascogne » est engagé avec l'Espagne.

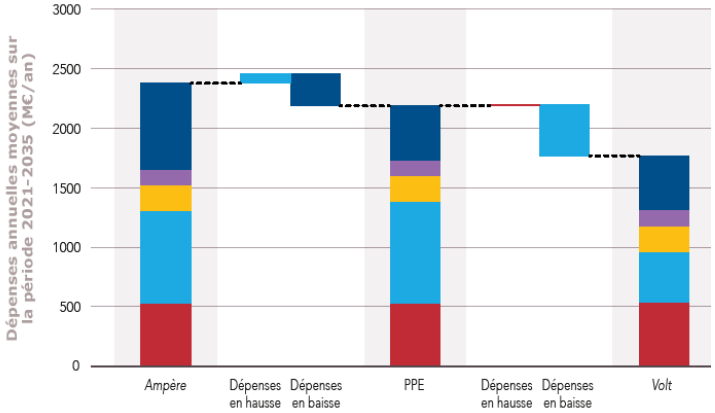
LES TRAJECTOIRES COMPLÈTES



Les trajectoires complètes : hors raccordement en mer, l'augmentation des investissements sera modérée jusqu'à 2030

- Des trajectoires prévisionnelles et complètes des dépenses de réseau cohérentes avec la PPE sont présentées dans le SDDR.
- Hors composante maritime, ces trajectoires sont en légère hausse (2% / an) jusqu'en 2030.
- Le raccordement de l'éolien en mer est un enjeu industriel nouveau, désormais rattaché au budget de RTE, via les lois hydrocarbures et Essoc de 2017.



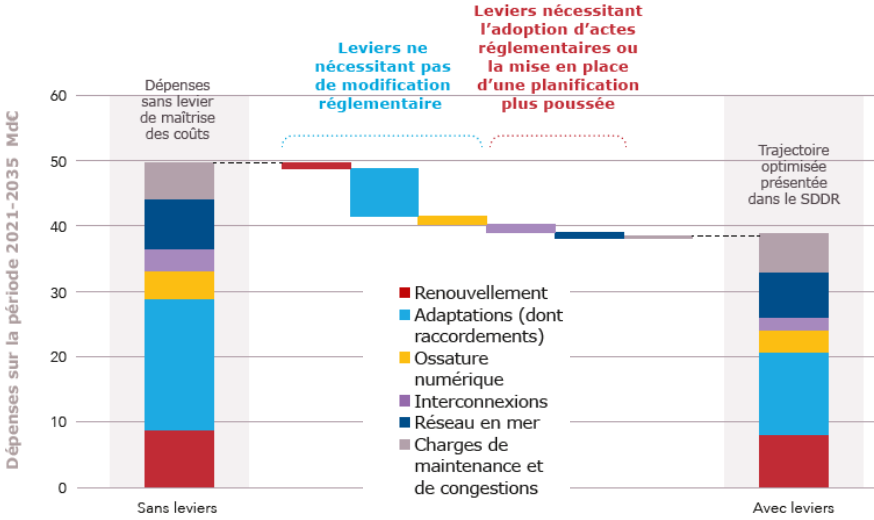


- Ces tendances se retrouvent, à des degrés divers, dans les 3 scénarios utilisés pour cette étude (PPE, *Ampère*, *Volt*).
- Dans le scénario *Volt*, où certaines dépenses sont repoussées, le niveau prévisionnel de CAPEX est équivalent à celui d'aujourd'hui, hors raccordement éolien en mer.

Les trajectoires complètes : la maîtrise des dépenses repose sur l'activation systématique des leviers présentés par RTE

- Les trajectoires présentées intègrent des leviers de réduction des coûts à hauteur d'environ de 10 Md€ d'investissement sur 15 ans par rapport à une évolution non planifiée et non coordonnée du réseau.

- Ces leviers visent à optimiser la planification production / transport
  - Ecrêtement de 0,3 % des EnR (dimensionnement optimal)
  - Traitement séquencé et priorisé des interconnexions
  - Optimisation de la gestion des actifs
  - Planification du raccordement des énergies marines
  - Renforcement de l'ossature numérique

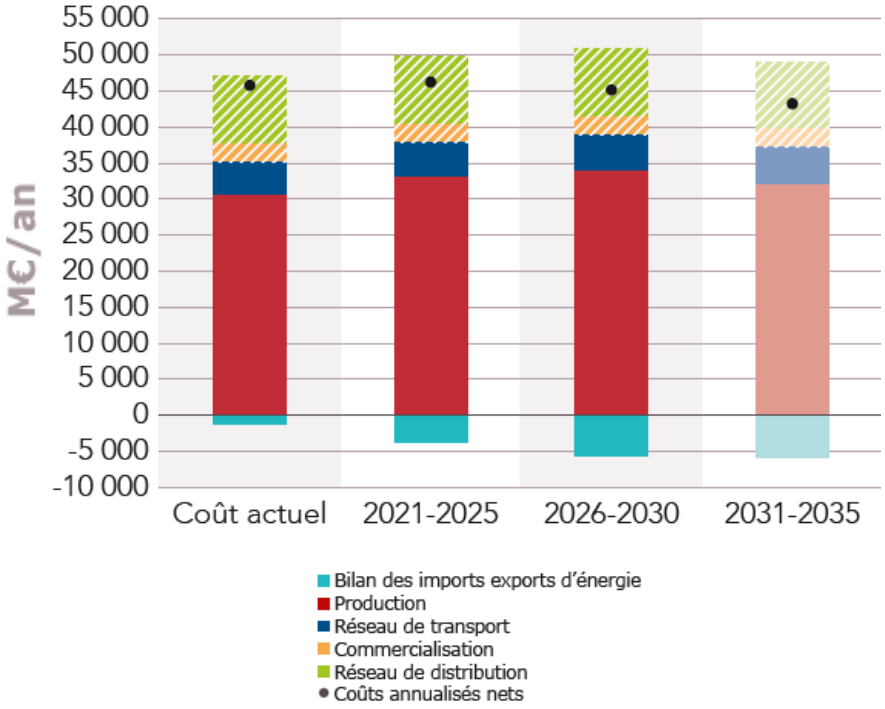


- Parmi ces leviers, certains nécessitent un soutien du régulateur, un accord de l'Etat et une participation active des parties prenantes. RTE estime que l'enjeu plaide pour que ce travail s'engage sans délai.

- Après application de ces leviers, les investissements prévus se chiffrent à environ 20 Md€ sur 10 ans, et de l'ordre de 33 Md€ sur 15 ans.

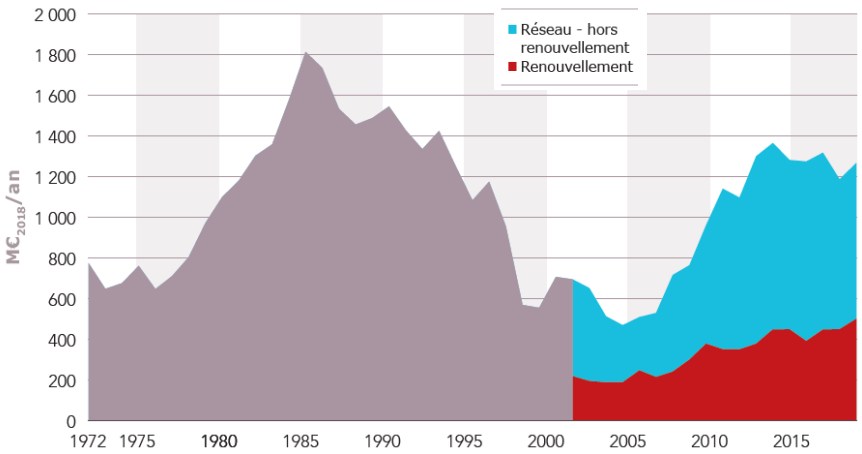
Les trajectoires complètes : la part du réseau de transport dans le coût complet du système électrique reste de l'ordre de 10 %

- La hausse est réelle sur presque tous les volets et dans tous les scénarios (PPE, *Volt*, *Ampère*)
- Ces dépenses de réseau sont la traduction des ambitions de la PPE.
- Mais cette augmentation aussi à relativiser : la part des coûts du transport dans la transition énergétique demeure de l'ordre de 10 %, et ce quel que soit le scénario.
- L'analyse coût-bénéfice des dépenses à engager sur le réseau est excellente, par rapport aux alternatives (faire du *power-to-gas* ou de l'effacement, etc.)… sous réserve de ne pas sur-dimensionner les réseaux régionaux

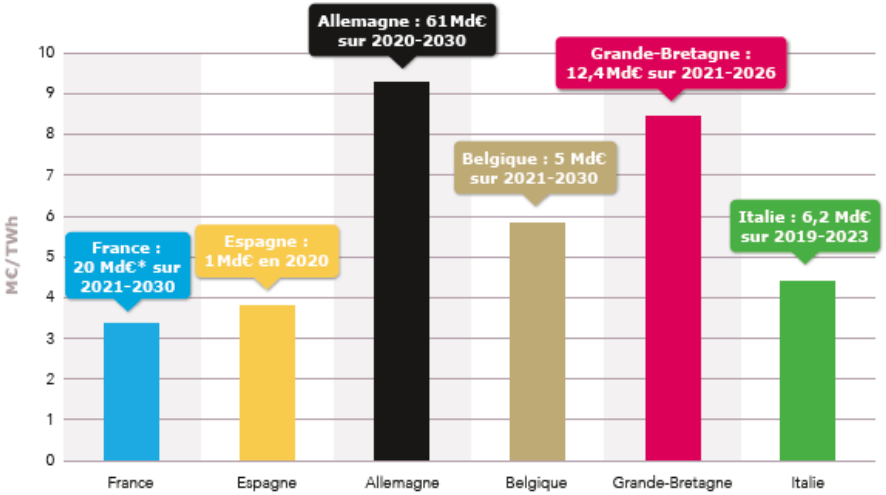


Les trajectoires complètes : les coûts du réseau de transport sont à relativiser temporellement et géographiquement

- Le besoin d'adaptation du réseau français au cours des quinze prochaines années est significatif mais :
  - À relativiser par rapport à l'historique
  - Dans la fourchette basse des plans d'investissement prévus par les autres gestionnaires de réseau européens



Les dépenses liées à la transformation du réseau à travers les époques



Les dépenses annoncées pour la transition énergétique des pays voisins (rapportées à la production)