Les interconnexions dans le SDDR 2019 de RTE

Thomas Veyrenc

Directeur de la stratégie et de la prospective

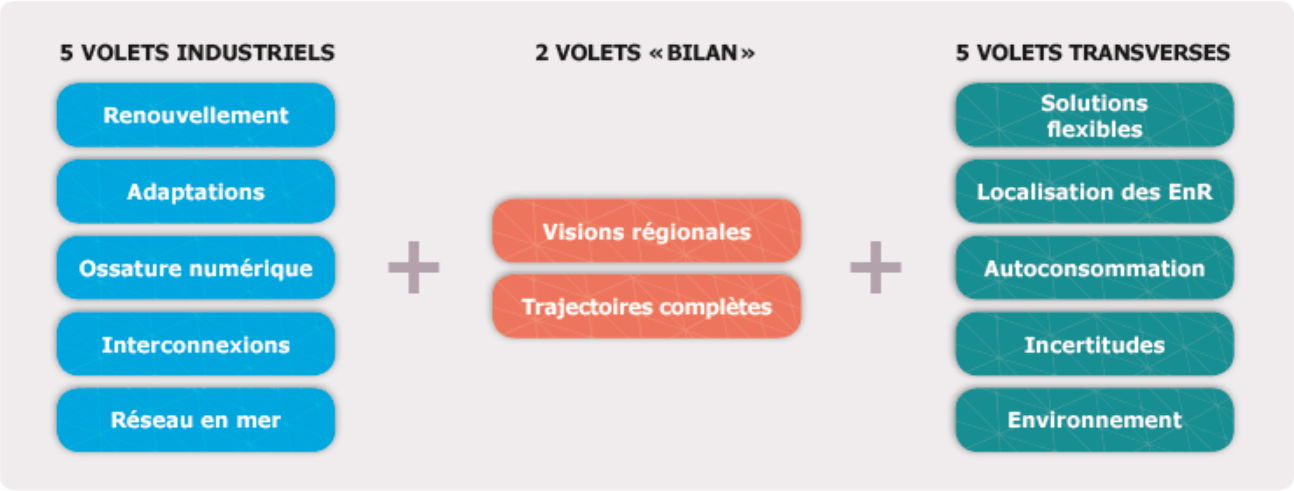
Le SDDR 2019

- **Une obligation réglementaire** (article L. 321-6 du code de l'énergie)… et un **document repensé** pour être le pendant du Bilan prévisionnel côté réseau et proposer un cadre global de transformation du réseau en cohérence avec la PPE
  - Il passe en revue l'ensemble des enjeux sur le réseau de transport : industriels, environnementaux, économiques et financiers
  - Sur 15 ans (période 2021-2035), selon trois scénarios d'évolution du mix : projet de PPE (référence), scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel comme encadrants, et avec de nombreuses analyses de sensibilité (localisation, SRADDET, autoconsommation, hydrogène, etc.)
  - Large concertation publique avec les parties prenantes (comme pour le Bilan prévisionnel), pendant plus d'un an
  - Triple saisine : Ministre, Commission de régulation de l'énergie, Autorité environnementale

Le SDDR 2019

Une analyse systématique des enjeux pour le réseau

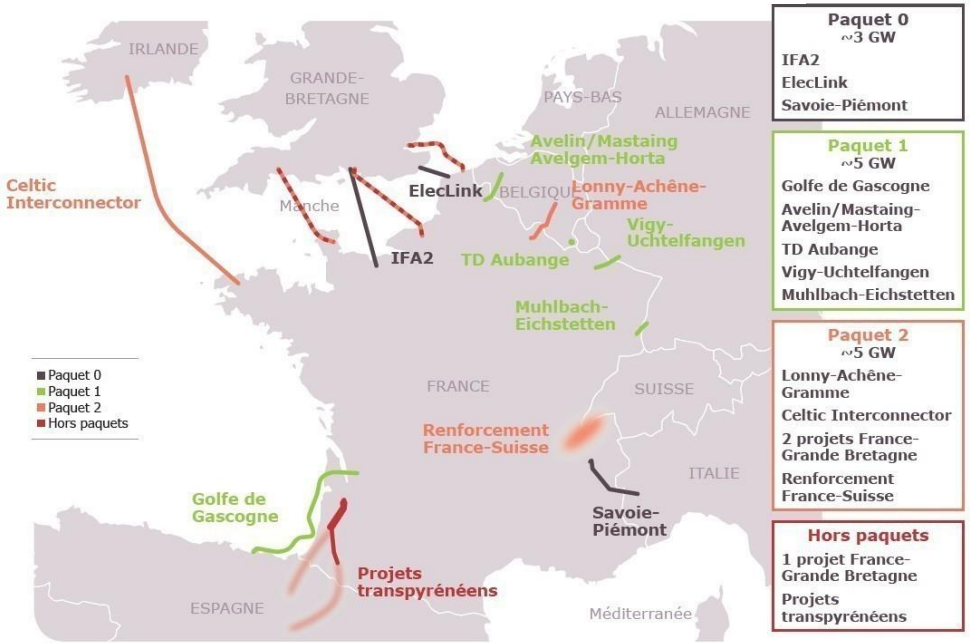
Figure 14. Contenu et structure du rapport du SDDR



Les interconnexions

- De nombreuses analyses économiques réalisées, qui soulignent les bénéfices pour la collectivité européenne du développement des interconnexions et son importance pour l'équilibre économique du mix électrique choisi pour la France (nucléaire / EnR).
- Perspective de doublement de la capacité d'échange en 15 ans, mais <u>selon un programme séquencé</u>, en mettant l'accent sur ce qui a le plus de valeur
- Des enjeux stratégiques forts dans le débat européen (vigilance sur les capacités d'échange effectivement mises à disposition du marché, notamment avec l'Allemagne du fait des limites du réseau interne allemand)
- Priorisation selon 3 paquets :
  - Paquet 0 : « en cours »
  - Paquet 1 : « projets sans regret »
  - Paquet 2 : « projets sous conditions »

Carte des projets d'interconnexion

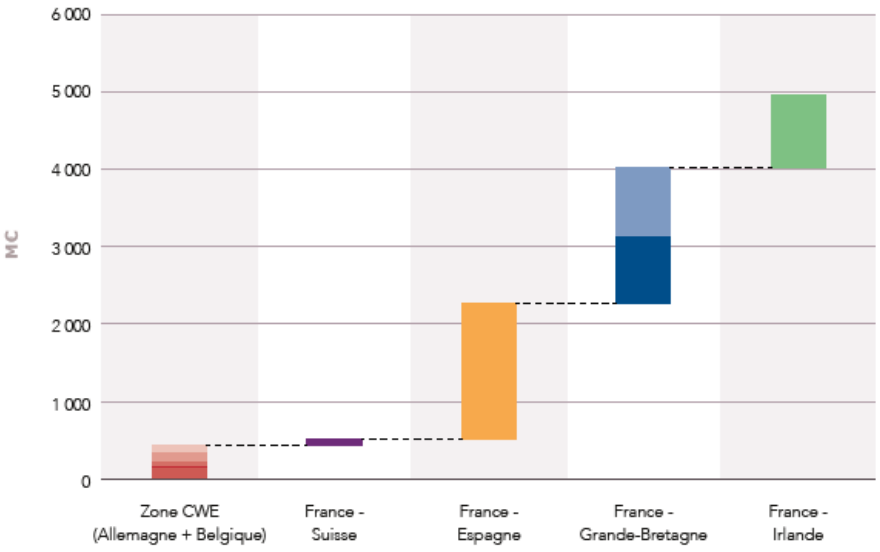


Des priorités basées sur la valeur pour la collectivité

- Priorité sur :
  - la réussite du projet Golfe de Gascogne
  - le renforcement des capacités d'échanges au sein de la zone France-Allemagne-Benelux
  - Une traitement équitable dans le financement des réseaux amonts le cas échéant (renforcé par le nouveau critère de calcul des capacités d'échange du *Clean Energy Package*, destiné à maximiser ces capacités, qui sera moins contraignant pour la France que pour ses voisins grâce à la robustesse du réseau français)

- Environ 2 milliards d'euros (part France). Soit de l'ordre de 6% des investissements au cours des 15 prochaines années

Estimation des coûts totaux (France et pays voisins) des projets d'interconnexions des paquets 1 et 2 du SDDR, hors subventions



Les différentes nuances de chaque couleur représentent différents projets d'interconnexion

Les interconnexions

- Une forte incertitude sur la valeur de certains projets…

- … qui révèle en fait celle sur les scénarios (exemples : consommation en France, développement de l'hydrogène décarboné, etc.)

Figure 12.9 Impact d'une trajectoire de consommation forte sur la valeur pour la collectivité *(Social Economic Welfare)* des paquets 1 et 2 d'interconnexion, dans le scénario *Volt*

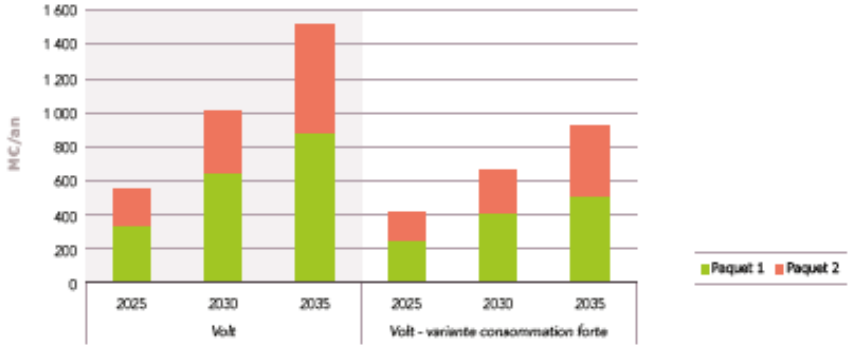
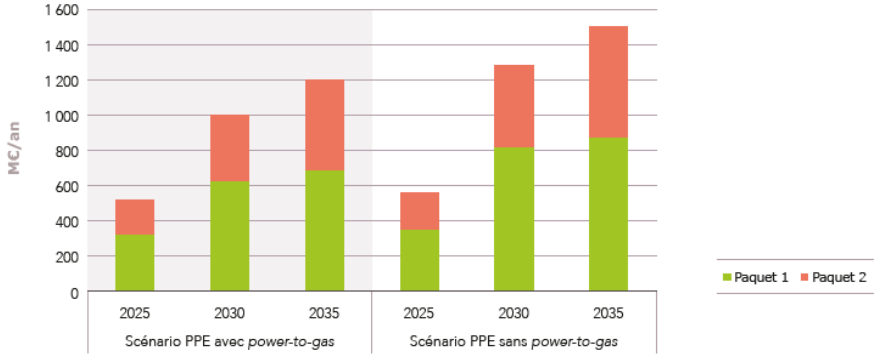


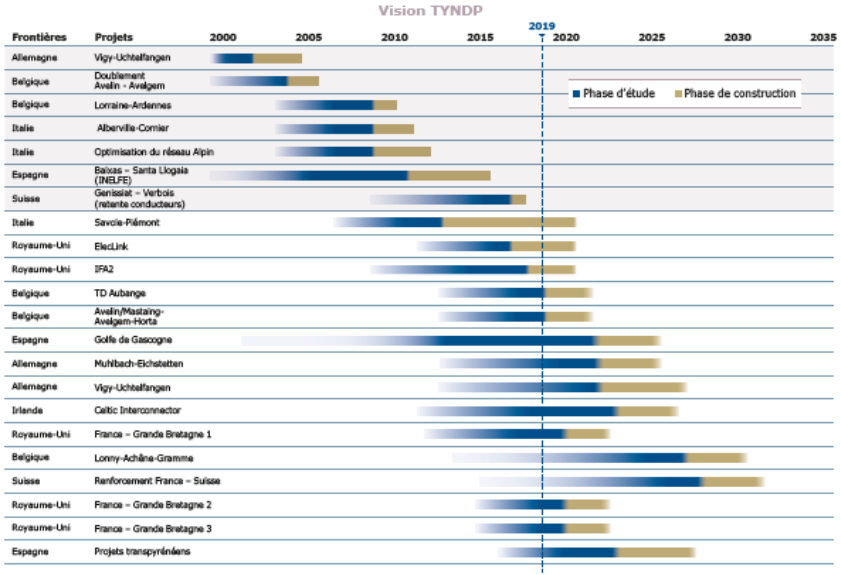
Figure 12.10 Évolution de la valeur *(Social Economic Welfare)* des paquets 1 et 2 d'interconnexion avec et sans *power-to-gas*, dans le scénario PPE

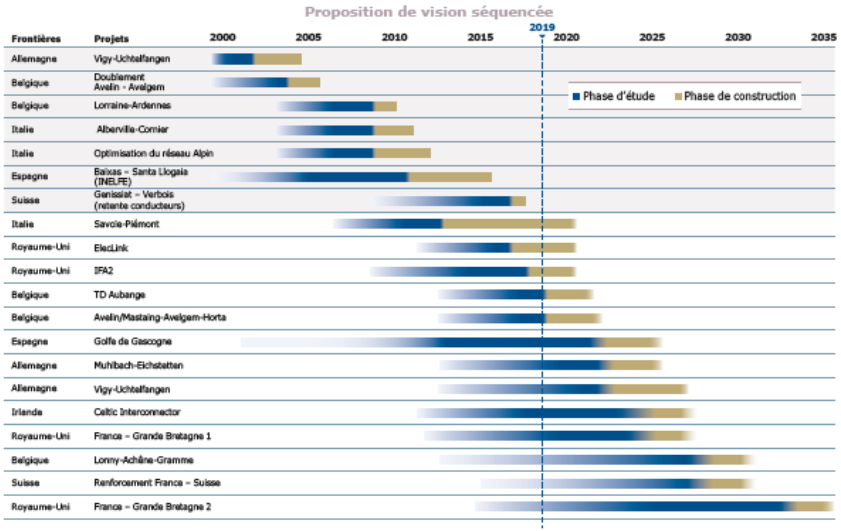


Pourquoi une approche séquencée ?

Une séquence plus réaliste sur le plan industriel

Figure 5.22 Planning de développement des interconnexions françaises, historique et prévisionnel selon la vision TYNDP (en haut) et selon une proposition de séquencement (en bas)



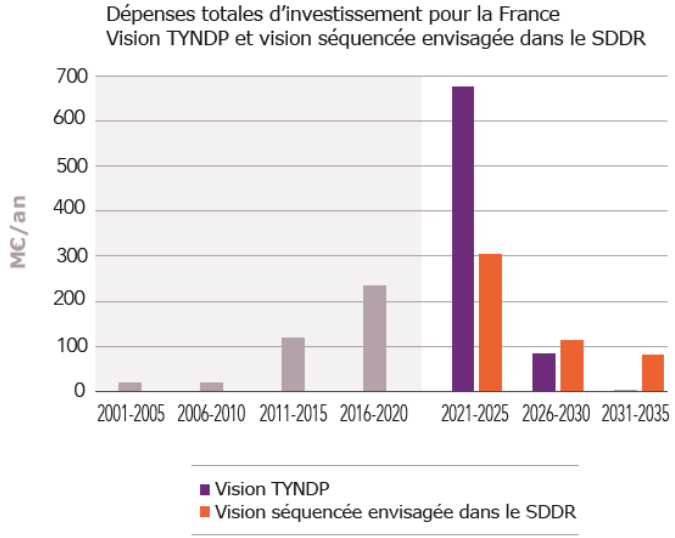


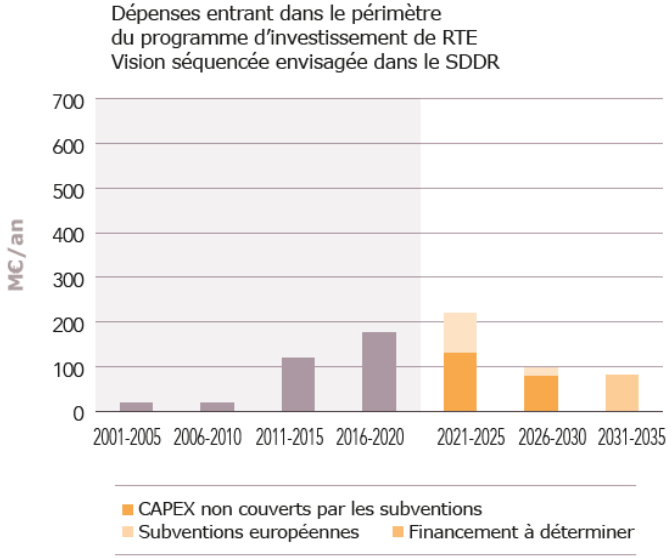
Pourquoi une approche séquencée ?

Un rythme d'engagements économiques plus cohérent

Figure 5.21 Dépenses d'investissement en interconnexion, historiques et prévisionnelles

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



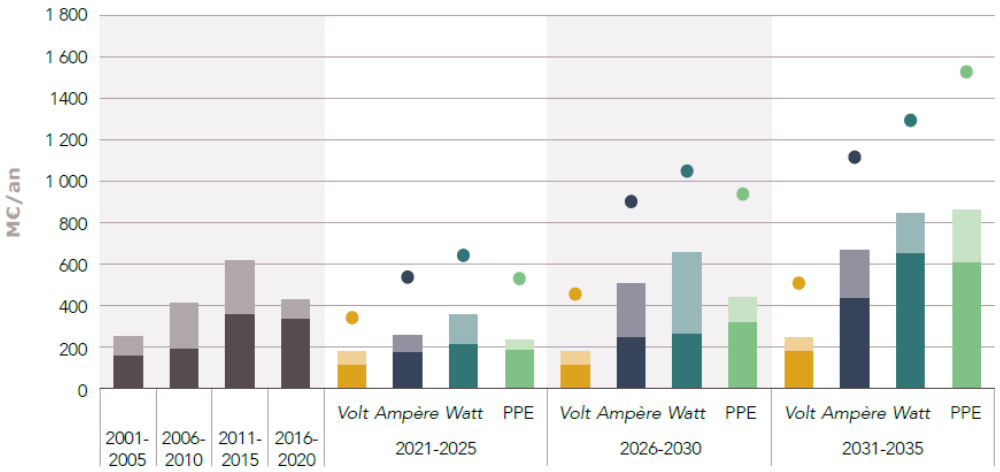


Annexes

L'impact des EnR sur l'adaptation du réseau

- **Jusqu'à ~50 GW éolien terrestre + PV** (~2025 dans le scénario de la PPE) :
  - Faire plus avec les lignes existantes : dimensionnement optimal du réseau (99,7% de la production EnR) + couplage aux solutions du numérique → <u>principe fortement « travaillé » en concertation</u>
  - Besoins d'adaptation (création de postes sources et raccordement) <u>de même nature</u> qu'aujourd'hui

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

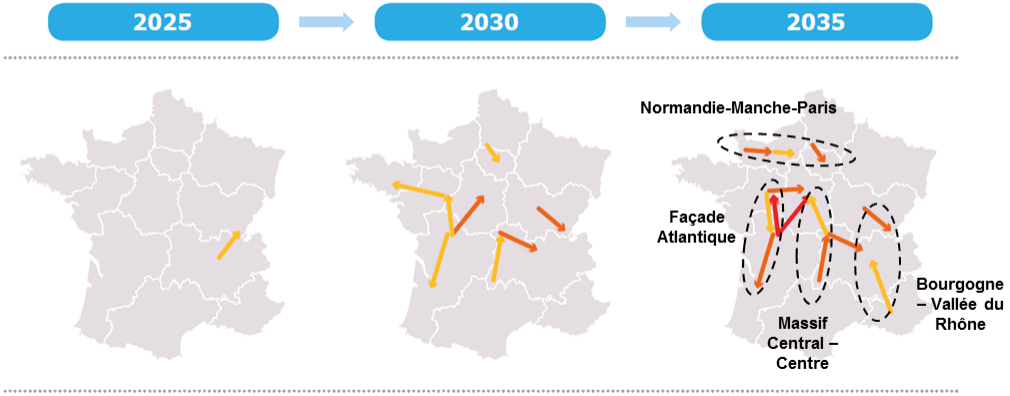


■ Investissements sur le réseau de grand transport
■ Investissements sur les réseaux de répartition avec le principe de dimensionnement optimal et la mise en œuvre des flexibilités
● Investissements nécessaires en cas de non dimensionnement optimal

L'impact des EnR sur l'adaptation du réseau

- **Au-delà de 50 GW d'EnR terrestres** (après 2025) :
  - Renforcements structurants indispensables, notamment sur les verticales nord/sud (façade atlantique, Massif central – Centre, Bourgogne – Vallée du Rhône) et une transversale (Normandie-Manche-Paris)
  - Rythme d'adaptation du réseau à accélérer
  - Stratégie robuste aux différentes hypothèses (vision producteurs vs. SRADDET)
  - Pour répondre à l'attente sociétale :
    - Pour les réseaux de répartition : par défaut, construction en souterrain pour le neuf et le renouvellement (HTB 1)
    - Pour le réseau de grand transport (THT): examen systématique de solutions « *couloirs existants + souterrain* »

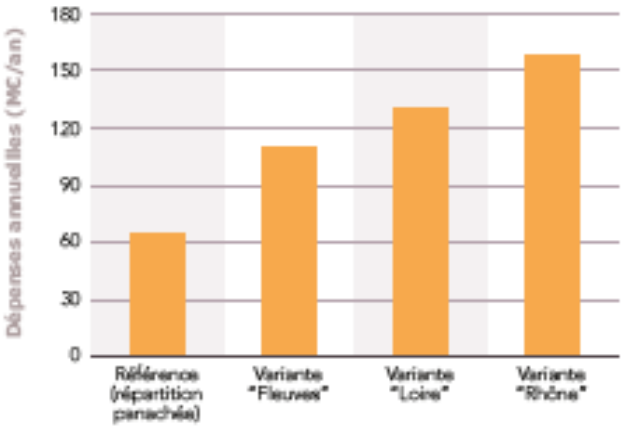
Contraintes sur le réseau de grand transport en l'absence d'adaptation (scénario PPE)



L’impact du nucléaire sur l’adaptation du réseau

- **<u>Nucléaire existant (fermetures de réacteurs)</u> : les principes établis dans le projet de PPE sont favorables pour le réseau**
  - 14 fermetures de réacteurs sont prévues dans le projet de PPE : les sites susceptibles d’être concernés sont listés
  - Panachage des fermetures en maintenant les sites existants
  - Si les fermetures étaient concentrées (principalement sur le Rhône ou sur la Loire), les besoins de renforcements seraient significatifs

Figure 12.6 Dépenses d’investissement du réseau de grand transport pour plusieurs variantes de déclassement nucléaire (scénario *Volt*, moyenne annuelle sur la période 2021-2035)



Le renouvellement

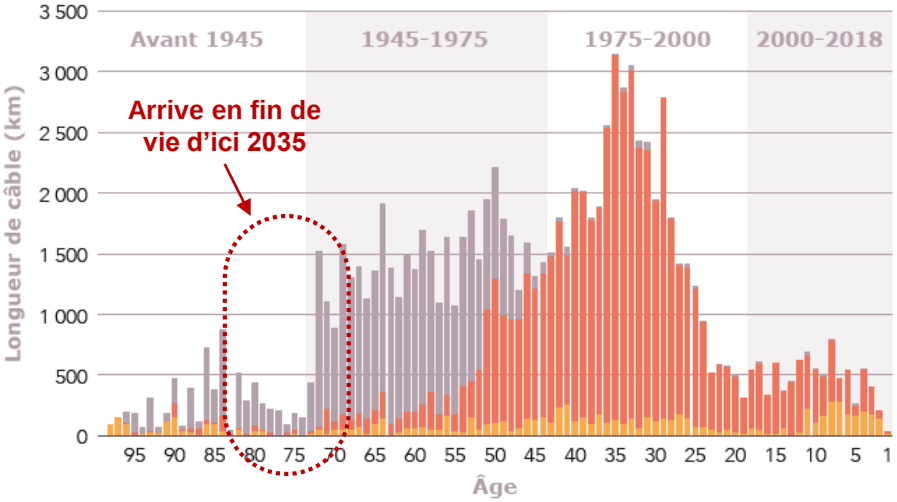
- La longévité du réseau français est élevée par rapport aux autres pays européens. Cette situation est choisie, et non subie
- Une hausse nécessaire des dépenses de renouvellement pour maintenir le réseau en condition opérationnelle, notamment pour le réseau construit à l'après-guerre
- Des actions urgentes sur certaines infrastructures spécifiques (zones de plus forte corrosion…)

Avant 1945 : Premier développement des réseaux électriques afin d'évacuer les productions hydrauliques et desservir les régions. La technologie de câbles utilisés est composée d'aluminium et d'acier.

1945-1975 : Développement d'un premier niveau de réseau de grand transport (en 225 kV) pour interconnecter les régions avec une utilisation massive des câbles en Aluminium - Acier.

1975-2000 : Développement d'un nouveau niveau de tension 400 kV en lien avec l'émergence du parc électro-nucléaire et apparition d'une nouvelle technologie de câble en Almélec offrant un meilleur compromis technico-économique.

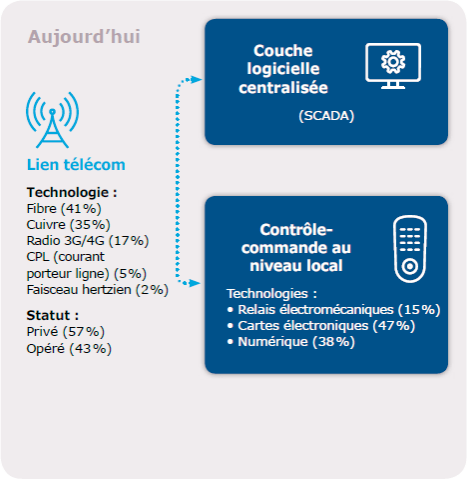
2000-2018 : Développement plus modéré du réseau électrique en aérien via le recours plus fréquent au souterrain et apparition de nouvelles technologies de câble dit « à faible dilatation » offrant des meilleures capacités de transit.

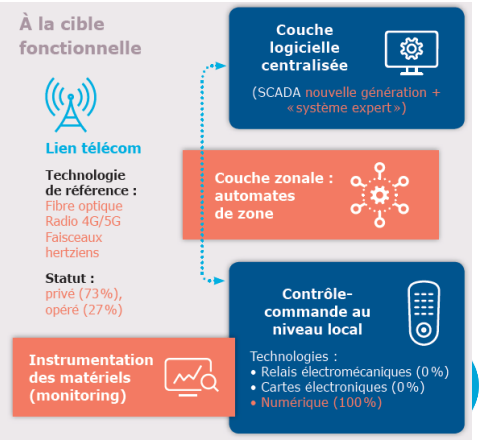


Almélec Aluminium - Acier Autres

L’ossature numérique du réseau

- Aujourd’hui, RTE investit environ 175 M€/an dans l’ossature du réseau (moyenne sur 10 ans). Ce n’est pas une « activité nouvelle ».
- Contrôles-commandes au niveau local : enjeu de renouvellement et d’accroissement des fonctionnalités (par le numérique).
- Logiciels : nouveau SCADA + automates de zones pour permettre les gains sur les adaptations
- Liens télécoms : le réseau de fibre optique actuel a été déployé au cours des 15 dernières années et est pour l’essentiel déjà constitué. Le SDDR présente un complément, articulé autour :
    - d’un paquet « fondamental » (résilience + cybersécurité) (infrastructure privée nécessaire) : renvoi de tension pour sites nucléaires, faculté de commander le réseau en cas de black-out
    - d’un paquet « performance » (socle numérique) : choix privé/opéré ouvert, arbitrage économique (le moins cher à service donné)

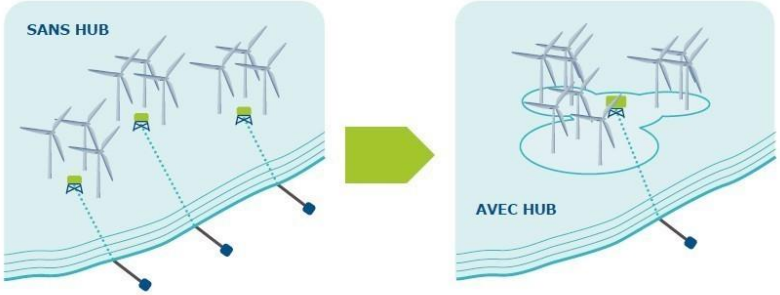




Le raccordement de l'éolien en mer

- **RTE est maître d'ouvrage des raccordement et prend en charge leur financement (~500 M€/an) depuis** la réforme de 2017-2018
- Les coûts estimés par RTE sont cohérents avec les données estimées dans les autres pays européens
- Raccorder jusqu'à 1 GW/an (nouveaux objectifs du Gouvernement) : possible, enjeu industriel de premier plan
- Une meilleure planification permettrait de tenir les délais et de faire baisser le coût :
  - Trois leviers : plateformes mutualisées (« hubs »), optimisation de la puissance de raccordement, standardisation
  - RTE proposera des « plans de développement » à l'échelle de <u>chaque façade maritime</u> pour faciliter la planification conjointe réseau à terre / raccordements en mer

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

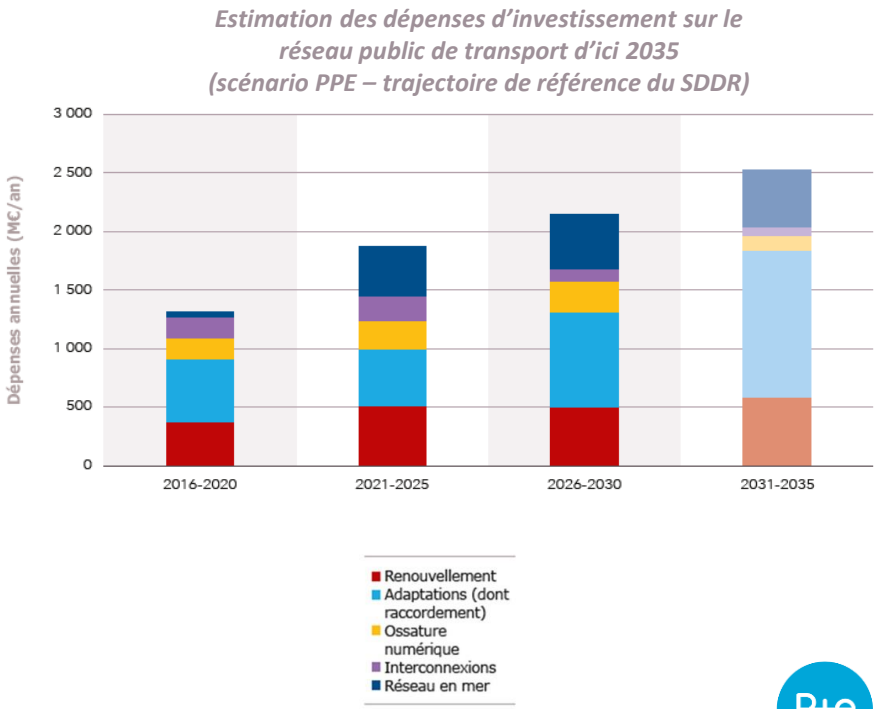


1 raccordement individuel pour chaque parc

1 raccordement mutualisé pour plusieurs parcs

Un investissement en hausse sur le réseau…

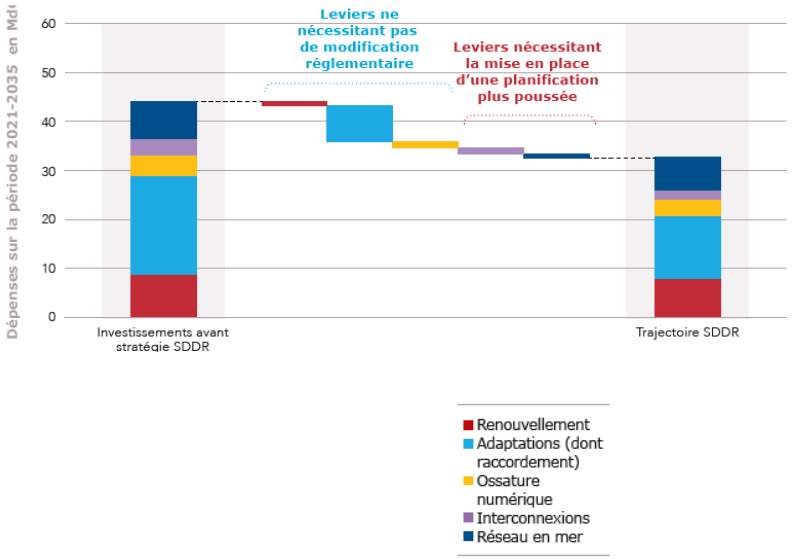
- Augmentation des investissements au cours de la prochaine période de 5 ans : essentiellement éolien en mer, marginalement les autres composantes
- Chiffrage complet : 20 Mds€ d'investissements cumulés sur 10 ans, 33 Mds€ sur 15 ans – contre ~20 Mds€ en prolongeant la tendance actuelle :
  - Adaptation : 13 Mds
  - Renouvellement : 8 Mds
  - Raccordement énergies marines : 7 Mds
  - Ossature numérique : 3 Mds
  - Interconnexions (part France) : 2 Mds
- Ces investissements sont financés par le TURPE mais également par les producteurs (de l'ordre de 5 Mds€). La « quote-part producteurs » des S3REnR va donc augmenter (voir PACA, Occitanie, Nouvelle Aquitaine)

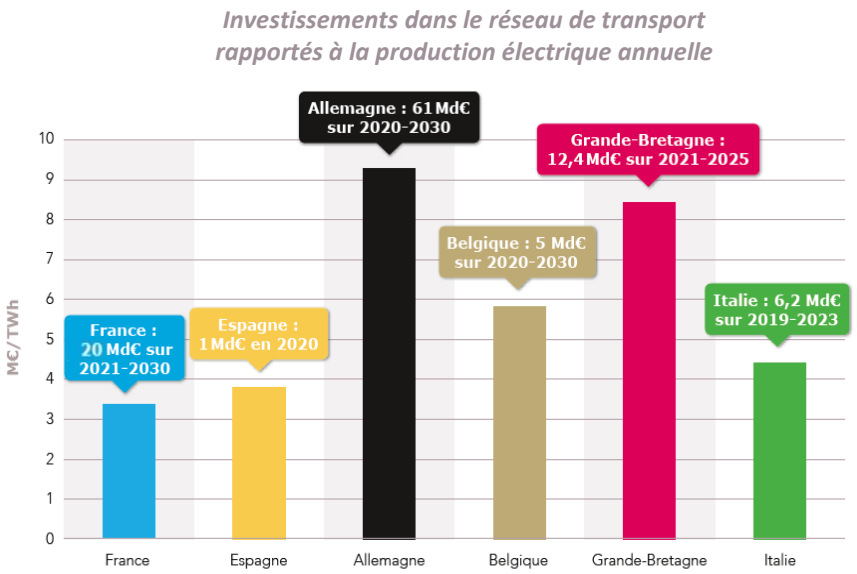


… mais modéré par certains « leviers »…

- Valable uniquement si nous parvenons à mettre en œuvre les « leviers » : permet de réduire l'investissement de 10 Mds€
  - dont notamment le <u>dimensionnement optimal du réseau</u> (fortement travaillé en concertation) – permet d'économiser 7 Mds€
  - ou des principes de planification pour l'éolien en mer (1 Md€)
- La stratégie proposée dans le SDDR (y compris les leviers) induisent des rééquilibrages CAPEX/OPEX de manière à réduire le coût complet du réseau, notamment :
  - Croissance des OPEX pour le renouvellement
  - … et pour l'adaptation (arbitrage congestions vs. réseau)

Estimation des dépenses d'investissement totales sur la période 2021-2035 (scénario du projet de PPE)



… et à mettre en perspective

- Ces coûts « réseau » sont limités par rapport aux coûts complets des EnR → il n'y a pas de « coûts cachés »
  - 3 à 4 €/MWh pour les EnR terrestres,
  - 10 à 15 €/MWh pour les énergies marines
- Les coûts du réseau de transport sont stables en proportion (10% des coûts système)
- Des investissements plutôt dans le bas de la fourchette :
  - Notamment Allemagne (61 Mds€), du fait d'un très fort retard dans l'adaptation du réseau (1 milliard d'euros par an de congestion, 100 fois plus qu'en France)