

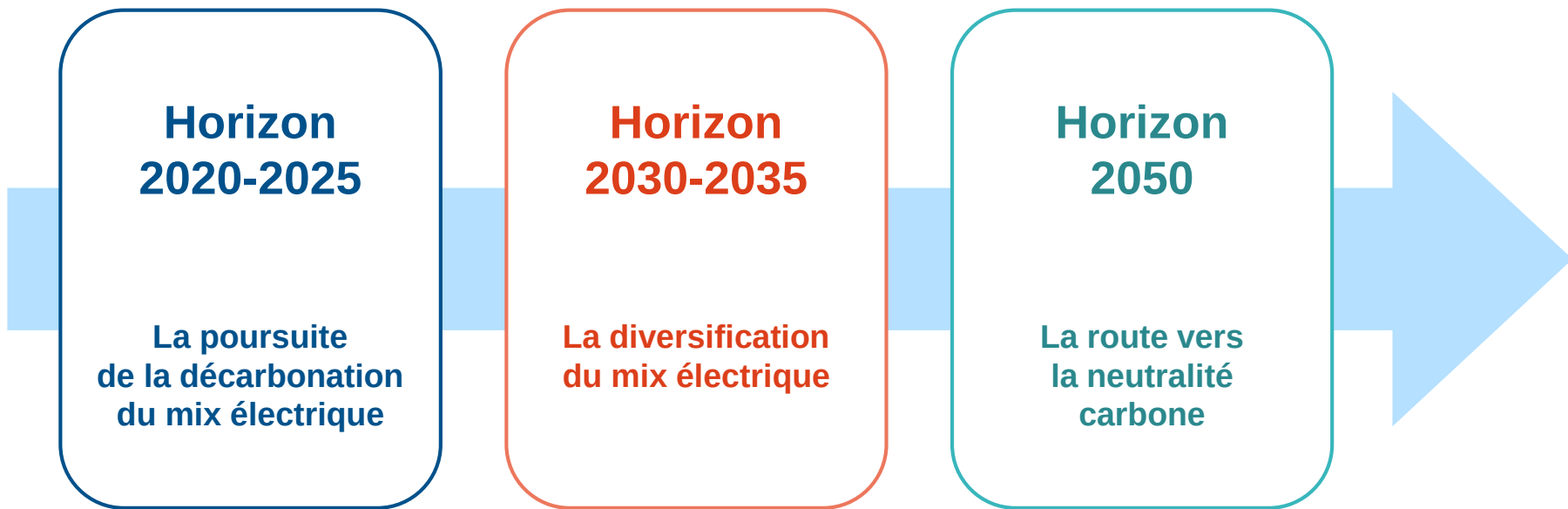


Commission

« Perspectives système et réseau »

Réunion plénière, 17 mai 2019

Les travaux sur l'évolution du mix électrique : des problématiques différentes sur chaque échéance



Aujourd'hui : discussion pour orientation sur le cadrage stratégique de ces travaux (pilotage par la CPSR)



Horizon 2020-2025

Le Bilan prévisionnel 2018 a été complété depuis la dernière CPSR

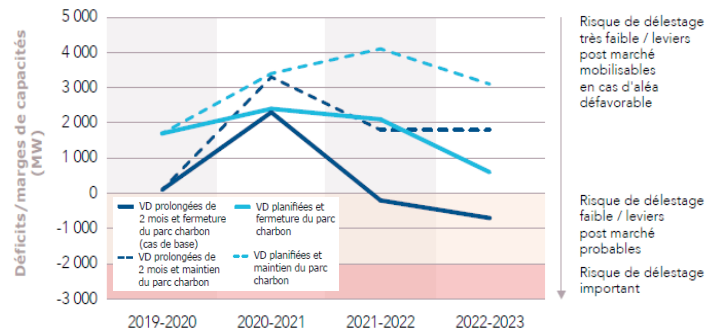
- Trois publications récentes et complémentaires de RTE relatives à la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon de moyen terme :
 - le Bilan prévisionnel 2018 (synthèse et cahier de variantes) publié en novembre 2018,
 - les analyses complémentaires (tests de sensibilité) remis au Ministre en avril 2019,
 - les volets régionaux associés aux différents sites des centrales charbon.
- Ces documents comportent de nombreux indicateurs sur la sécurité d'approvisionnement à court-moyen terme (2019-2023)
- Le prochain diagnostic sera publié en novembre 2019



Un diagnostic sur l'évolution de l'équilibre offre-demande établi à un horizon de cinq ans

- Le cas de base repose sur un certain nombre d'hypothèses d'évolutions du mix énergétique, notamment :
 - la fermeture des groupes charbon d'ici 2022,
 - la mise en service de nouveaux moyens de production (EPR, CCG de Landvisiau),
 - la poursuite du développement des ENR,
 - la mise en service des interconnexions,
- La robustesse du diagnostic a été testée sous une trentaine de variantes d'hypothèses.

Evolution des marges de capacité



- ➔ **Les résultats de ces différentes analyses montrent que le déclassement des groupes charbon est possible entre 2020 et 2022 sous certaines hypothèses.**
- ➔ **Celles-ci doivent faire l'objet d'un suivi précis et régulier.**

Les analyses complémentaires réalisées suite à la demande du ministre

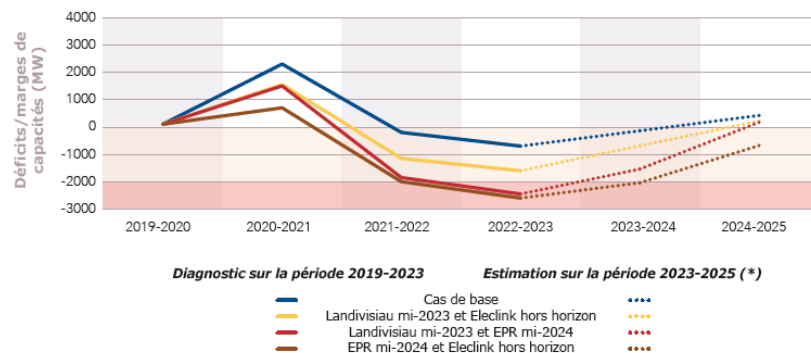
- A la demande du ministre d'Etat, des analyses complémentaires, portant sur des « *scénarios particulièrement contraints [...] moins probables* » ont été menées au premier trimestre 2019.
- Ces demandes ont porté sur l'analyse de :
 - une mise en service de la centrale de Landivisiau retardée à 2022 ou 2023 ;
 - une mise en service de l'EPR de Flamanville retardée à 2023 ou 2024 ;
 - un allongement significatif des durées de visites décennales ;
 - un retard important dans la mise en service du projet d'interconnexion Eleclink ;
 - les décalages mentionnés ci-dessus cumulés deux à deux.
- La contribution à la sécurité d'approvisionnement d'une éventuelle poursuite de l'exploitation du site de Cordemais, *via* un projet de conversion à la biomasse (projet « Ecocombust ») fait partie des études complémentaires réalisées.



Dans les configurations les plus dégradées, un déficit de puissance par rapport au critère

- Les hypothèses intégrées aux tests de sensibilité sont fortement dégradées par rapport au cas de base du Bilan prévisionnel 2018 et aux informations remontées par les parties prenantes au cours de la concertation.
- Dans ce type de configuration, **notamment en cas de retard important dans la mise en service de l'EPR**, le déficit de puissance par rapport au critère peut atteindre plusieurs GW.
- Dans ces circonstances, il faudrait :
 - soit activer certains leviers, identifiés et quantifiés dans l'étude ;
 - soit exploiter le système dans des standards dégradés par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement ;
 - soit prolonger l'exploitation de certaines centrales.

Évolution des marges de capacités dans les configurations les plus dégradées



(*) Estimation basée sur la progression des capacités installées en France uniquement (disponibilité nucléaire supposée constante après 2023), hors évolution de la consommation et des parcs étrangers

Trois leviers d'action permettant de maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans ces configurations

Trois leviers principaux sont identifiés dans le rapport complémentaire :



Levier n°1 : la maîtrise de la consommation, notamment lors des pointes

- actions « structurelles » : efficacité énergétique sur l'ensemble des équipements
- actions « curatives » lors des pointes : arrêt des consommations superflues dans le tertiaire (éclairage de vitrines, panneaux publicitaires) et appel aux éco-gestes



Levier n°2 : l'optimisation du positionnement des arrêts de réacteurs

- anticipation ou report de quelques semaines ou mois de certains arrêts de réacteurs pour éviter les périodes hivernales



Levier n°3 : le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de deux groupes

- pour des durées de fonctionnement pouvant être réduites (compatible avec plafond 800 h en période hivernale, en moyenne ~20 h si moyen « post-marché » appelé par RTE)
- et de manière privilégiée à Cordemais pour des questions de tenue de tension

→ **Chacun de ces leviers permettrait de relâcher les contraintes à la pointe d'environ 1 à 2 GW**

- La fermeture des groupes charbon peut être réalisée, en conservant un niveau de sécurité d'approvisionnement cohérent avec le niveau actuel, dès lors qu'elle s'inscrit dans une séquence de **substitution** par une évolution significative du mix énergétique (mise en service de l'EPR, du CCG de Landivisiau, de nouvelles ENR et raccordement de nouvelles interconnexions).
- Certaines hypothèses retenues depuis 2 ans pour établir les diagnostics de sécurité d'approvisionnement font aujourd'hui l'objet d'incertitudes croissantes, et des hypothèses autrefois jugées peu probables doivent désormais être intégrées dans les études.
- L'édition 2019 devra répondre à deux enjeux :
 - Actualiser le diagnostic de sécurité d'approvisionnement sur les 5 prochaines années, en tenant compte des dernières informations et des dates de fermeture / reconversion envisagées pour les centrales charbon.
 - Apporter un éclairage sur l'évolution des marges du système électrique au-delà du premier hiver sans les groupes charbon, en prolongeant l'étude à l'horizon 2024-2025 et 2025-2026.

- Le cas de base du Bilan prévisionnel doit permettre d'élaborer un diagnostic réaliste, et d'identifier les incertitudes pesant sur le diagnostic (via les variantes) :
 - Il est essentiel que (i) le cas de base soit adossé à des hypothèses considérées comme à date les plus probables et (ii) les incertitudes pesant sur ces hypothèses soient identifiées
- Reconduction des méthodes de concertation éprouvées avec le BP 17 et le BP 18 : consultation publique sur l'ensemble des hypothèses sur les éléments de contexte et le parc (consistance et disponibilité).
- Point d'attention spécifique : la trajectoire de fermeture des groupes charbon (le projet de loi énergie met en place un dispositif pour limiter à partir du 1er janvier 2022 les émissions de gaz à effet de serre du secteur de la production d'électricité, en permettant de plafonner la durée de fonctionnement des centrales les plus polluantes).
- Document soumis à la consultation publique : fin mai – début juin (3 semaines).

Evolutions des hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2018 – premières tendances (1/2)



- L'évolution des filières ENR est contrastée : cohérente avec les hypothèses retenues lors de la CP pour l'éolien (+1,6 GW en 2018 contre 1,4 GW/an dans le cas de base), bien en deçà pour le PV (+0,9 GW vs 1,8 GW/an). Planning également à actualiser en fonction des recours pour l'éolien en mer.

→ **La mise à jour des trajectoires ENR sera finalisée après la consultation publique**



- 2 tranches nucléaires ont achevé leur visite décennale depuis la publication du Bilan prévisionnel 2018. Le dépassement moyen constaté par rapport aux durées programmées reste supérieur à 60 jours
- Des incertitudes pèsent aujourd'hui sur le calendrier de mise en service de l'EPR de Flamanville. La décision de l'ASN sur la conformité des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR est annoncée pour l'été 2019.

→ **La mise à jour du cas de base pour FLA 3 sera précisée en septembre**



- Mise en service de la centrale de Landivisiau : le calendrier contractuel entre le porteur de projet et RTE est tenu. Des recours d'opposants ne sont pas purgés, mais aucune décision défavorable au projet n'a été rendue à ce jour.
 - A ce stade, les éléments transmis par l'exploitant permettent de rendre crédible une mise en service à l'hiver 2021-2022
- **La mise à jour du cas de base pour Landivisiau sera précisée en septembre (après démarrage effectif des travaux)**

Evolutions des hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2018 – premières tendances (2/2)



- La consommation est stable en 2018, cohérent avec le cas de base retenu
 - **Sans préjudice des résultats de la CP, le cas de base du prochain BP devrait reposer sur une consommation stable**
-



- Le potentiel d'effacement de consommation a peu progressé en 2018. Leur fiabilité est en cours d'analyse dans le cadre de la Commission Accès aux Marchés du CURTE
 - **Trajectoire effacements à préciser en septembre**
-

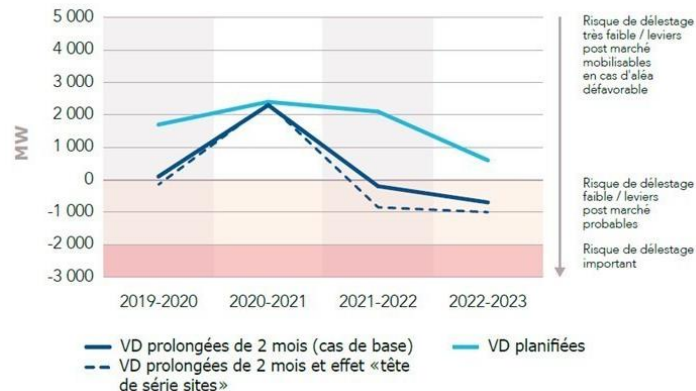
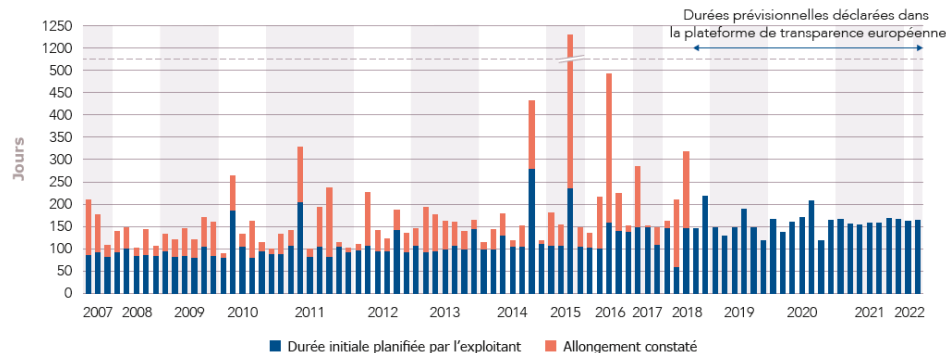


- Des doutes existent sur la mise en service de la future liaison Eleclink (agrément techniques nécessaires pour déployer la future liaison), avec la possibilité de retards importants pour la mise en service de la nouvelle liaison.
- **RTE a demandé un planning actualisé à Eleclink d'ici au 30 juin 2019. Hypothèse pour le cas de base à préciser en septembre**

Axe d'approfondissement n°1 : poursuivre des travaux relatifs à la modélisation des arrêts périodiques sur le parc nucléaire

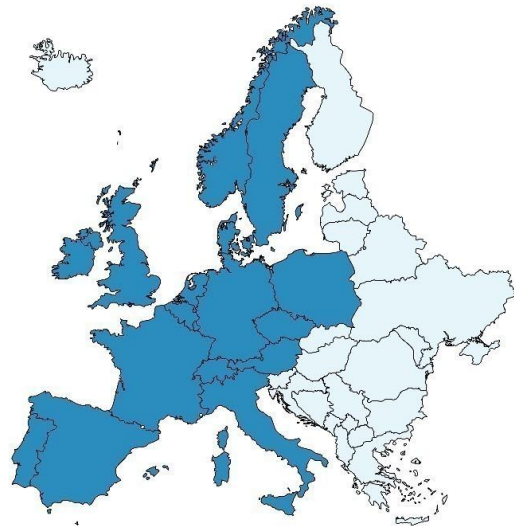
- La disponibilité du parc nucléaire est un enjeu de premier ordre pour le respect du critère de sécurité d'approvisionnement : le BP 18 comprend une analyse de ce paramètre
- La durée des arrêts programmés – et notamment des VD – est donc cruciale.
- Pour identifier le risque associé au rallongement des VD, l'approche retenue dans le BP2018 est déterministe
 - cas de base: allongement systématique de 2 mois par rapport aux déclarations de l'exploitant (conforme moyenne historique)
 - Variante 1 : déclarations du producteur
 - Variante 2 : allongement spécifique tête de série
- Pour le BP 2019 : en complément, une **approche probabiliste** de rallongement des visites décennales (approche distinguant potentiellement le type de VD)

Durée des visites décennales planifiées par l'exploitant et écarts constatés au 28 février 2019



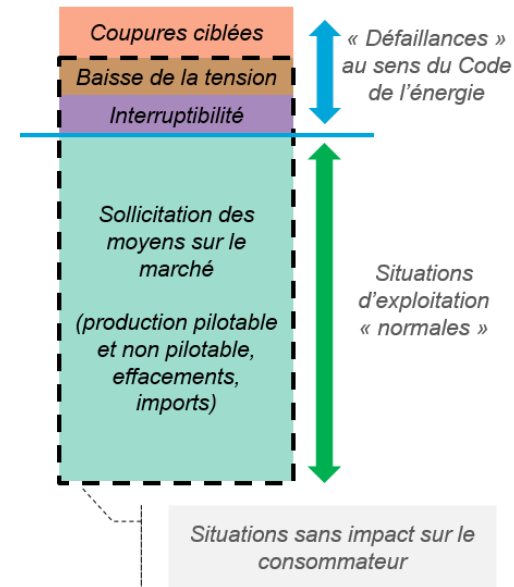
Axe d'approfondissement n°2 : approfondir les analyses sur les interactions croisées entre décisions sur le mix en Europe

- Dans une Europe fortement interconnectée, l'évolution de la situation dans les pays voisins est un facteur de premier ordre pour l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Ce constat conduit à approfondir le détail de modélisation des pays voisins.
- Le BP 18 comprenait déjà des variantes (notamment selon le rythme de fermeture des moyens au charbon en Allemagne)
- Une veille renforcée pour identifier les hypothèses les plus pertinentes (en lien avec les travaux de l'ENTSOE, rencontres bilatérales avec les GRT voisins)
- **Pour le prochain BP : davantage de cas de figure décrivant le fonctionnement du système en cas de fermeture simultanée de moyens de production dans différents pays**



Axe d'approfondissement n°3 : approfondir la description de la résilience du système électrique

- Les BP 2017 et 2018 ont apporté des éclairages sur la mesure de la sécurité d'approvisionnement en France :
 - en illustrant que « le risque zéro n'existe pas », y compris lorsque le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement est respecté,
 - en explicitant les marges de manœuvres pouvant être dégagées par les moyen post marché.
- Pour le prochain BP : des analyses déterministes (en plus de l'approche probabiliste) pour tester la résilience du système dans trois cas de figure :
 - vague de froid longue
 - ventométrie très faible
 - indisponibilités simultanées de tranches nucléaires (type Tricastin novembre 2016)



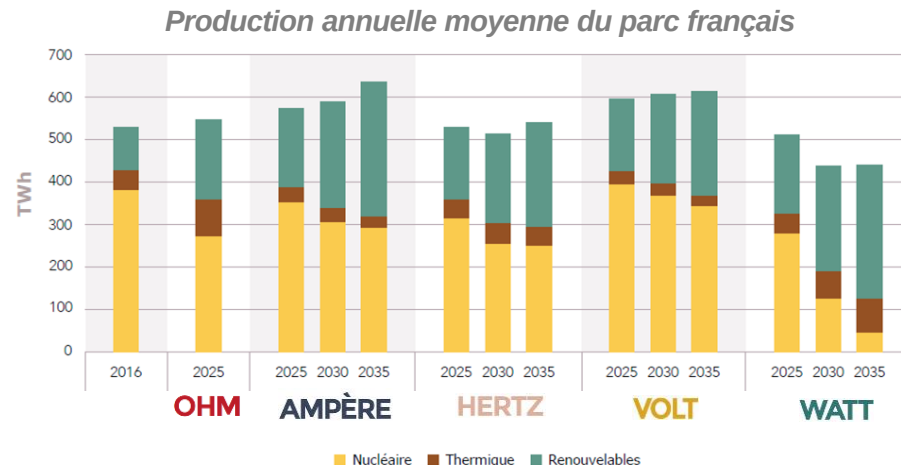
- Validation de la période d'étude (2020-2025)
- Hypothèses du cas de base (dans la continuité du BP 18 ou du rapport complémentaire ?)
- Trajectoires sur le charbon, hypothèses sur la reconversion
- Nature des variantes et des approfondissements
- Stress-tests (grand froid, absence de vent, indisponibilités simultanées du nucléaire)



Horizon 2030-2035

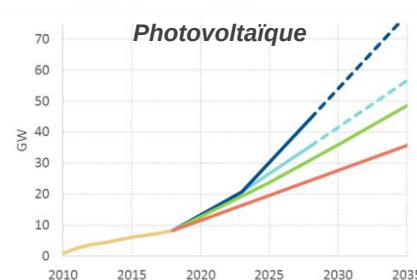
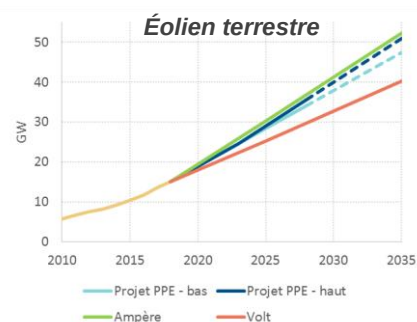
Le Bilan prévisionnel 2017 : un éclairage sur les évolutions possibles du mix à horizon 2035

- En 2017, dans le cadre de sa mission légale sur le Bilan prévisionnel et en concertation avec les parties prenantes du secteur, RTE a élaboré **cinq scénarios de transition énergétique contrastés**.
- Cinq scénarios contrastés en matière de prolongation du parc nucléaire et de développement des énergies renouvelables
- L'étude inclut des analyses en matière de bilans énergétiques, de sécurité d'approvisionnement, d'émissions de CO₂, et des analyses économiques sur ces cinq scénarios.
- Deux scénarios (Ampère et Volt) versés au débat public** sur la révision de la PPE.

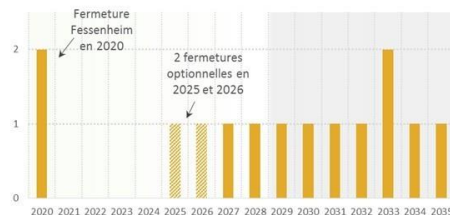


Le projet de PPE donne la cible pour l'évolution du mix à horizon 2030-2035

- Publication des projets de PPE et de SNBC début 2019 :
 - Consommation d'électricité globalement stable d'ici 2035
 - Accélération du rythme de développement des énergies renouvelables (rythme proche du scénario *Ampère*)
 - Atteinte de l'objectif de 50% de nucléaire en 2035, avec 12 réacteurs fermés entre 2025 et 2035 (intermédiaire entre *Volt* et *Ampère*)
- Le scénario de la PPE se situe dans le faisceau des scénarios du Bilan prévisionnel 2017, et notamment proche des scénarios *Ampère* et *Volt*.
- **Pas de nouveaux scénarios à horizon 2035 dans le Bilan prévisionnel 2019.** Les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 ne sont pas obsolètes et continueront à servir de référence pour les études à horizon 2030-2035, en complément du scénario de la PPE et d'un scénario « *Behind the targets* ».



Trajectoire de fermeture de réacteurs nucléaires



Des questions récurrentes des parties prenantes sur l'équilibre du mix électrique à horizon 2030-2035

En particulier (liste non exhaustive) :

- ① **L'existence de débouchés pour la production électrique**
→ Existence de débouchés via les exports ou de nouveaux usages électriques en France



- ② **L'intégration de la mobilité électrique**
→ Analyse approfondie des impacts sur la courbe de charge et des modes de pilotage de la recharge



- ③ **Les besoins d'évolution du réseau**
→ Besoins d'investissement pour adapter le réseau à la transition énergétique et maintenir un haut niveau de sécurité d'alimentation



- ④ **L'évolution de la consommation**
→ Déterminants des trajectoires d'évolution de la consommation à moyen terme



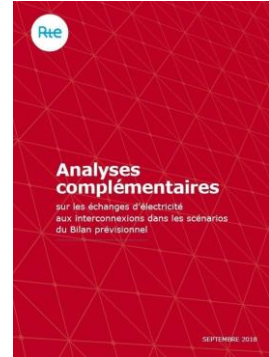
- ⑤ **Les couplages gaz-électricité et l'essor de la production d'hydrogène**
→ Valeur économique et flexibilité apportées par la production d'hydrogène par électrolyse



L'existence de débouchés pour la production : analyse des échanges aux interconnexions



- Dans le Bilan prévisionnel 2017, des scénarios présentent des volumes d'export en forte croissance par rapport à aujourd'hui. Ceci a soulevé des interrogations de la part de plusieurs acteurs.
- Pour y répondre, **RTE a publié en 2018 des analyses complémentaires sur les exports avec une trentaine de variantes supplémentaires** :
 - La France est un pays nettement exportateur depuis de nombreuses années. En 2018, le solde d'exports a atteint plus de 60 TWh, un niveau en hausse, conforme aux résultats de modélisation ;
 - Dans *Ampère* et *Volt*, la croissance des volumes d'export est un résultat très robuste, confirmé par dans d'autres études européennes ;
 - Les niveaux de prix de l'électricité et de valorisation des exports sont en revanche très sensibles aux différents paramètres des scénarios.
- La sensibilité des niveaux de prix et de l'équilibre du mix électrique dépend notamment de l'évolution des parcs étrangers, du développement des interconnexions (trajectoires précisées dans le SDDR) mais également de l'évolution de la consommation et des usages électriques et du développement de la flexibilité de certains usages (recharge des véhicules électriques...)



Les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique



- RTE a mené des études sur les enjeux du développement de la mobilité électrique, dans le cadre d'un groupe de travail co-piloté avec l'AVERE France, et en vue d'apporter des réponses à des demandes des parties prenantes (pics de déplacements, enjeux du pilotage de la recharge, impacts environnementaux...)
- Publication d'un rapport de synthèse des principaux résultats le 15 mai 2019.** Ce document sera complété par un rapport détaillé, qui sera publié dans les prochaines semaines. **Une présentation dédiée sera organisée en juin.**
- Les analyses intègrent une modélisation détaillée des besoins de mobilité, et mettent en évidence les **synergies entre l'évolution du mix électrique et les besoins de mobilité.**
- Études menées sur 5 scénarios contrastés d'évolution de la mobilité et avec une analyse transverse des enjeux techniques, économiques (pour le système et pour le consommateur) et environnementaux.

Scénario *Crescendo*

Projections standards

Scénario *Opera*

Flexibilité renforcée

Scénario *Forte*

Stress pour le système électrique

Scénario *Alto*

Essor du véhicule autonome partagé

Scénario *Piano*

Mobilité sobre en carbone



- **Une mission confiée à RTE et inscrite dans la loi**

Le *Schéma Décennal de Développement du Réseau* (SDDR) est une mission légale de RTE (L.321-6). Le SDDR permet d'établir une vision sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport à moyen terme.

- **L'exercice 2019 a été repensé pour être le « pendant » du BP côté réseau et intégrer la PPE**

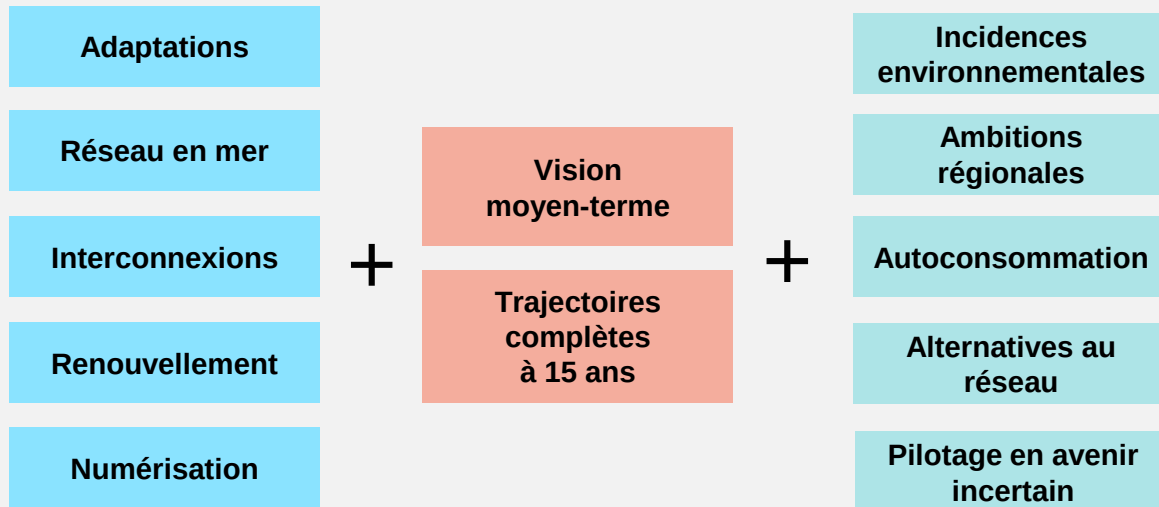
Cet exercice vise à présenter l'évolution des enjeux industriels, environnementaux et financiers sur toutes les composantes du réseau de transport sur un horizon de 15 ans (période 2021-2035), comparable avec le cadrage de la PPE et le Bilan prévisionnel 2017.

- **La publication du SDDR est imminente**

La publication du SDDR et de son Evaluation Environnementale Stratégique est visée pour la deuxième quinzaine de juin avec une triple saisine de la CRE, de l'Autorité environnementale et du ministère de la Transition écologique et solidaire.



Les 12 travaux du SDDR

Evaluation
Environnementale
StratégiqueEtat initial de
l'environnementEvaluation des
impacts



- Lancement du GT consommation en mars 2019, avec trois objectifs principaux :

1

Renforcer la transparence
sur les hypothèses et la
méthodologie d'élaboration

2

Entamer la révision des
perspectives de consommation
pour la période 2020-2035

3

Déterminer les principes
de construction des trajectoires
pour le volet 2050

- Une première séance s'est tenue le 15 mars 2019 sur les usages thermiques dans le résidentiel. D'autres réunions sont programmées ou prévues sur les autres secteurs / usages.

Usages thermiques
dans le résidentiel

Usages spécifiques
dans le résidentiel

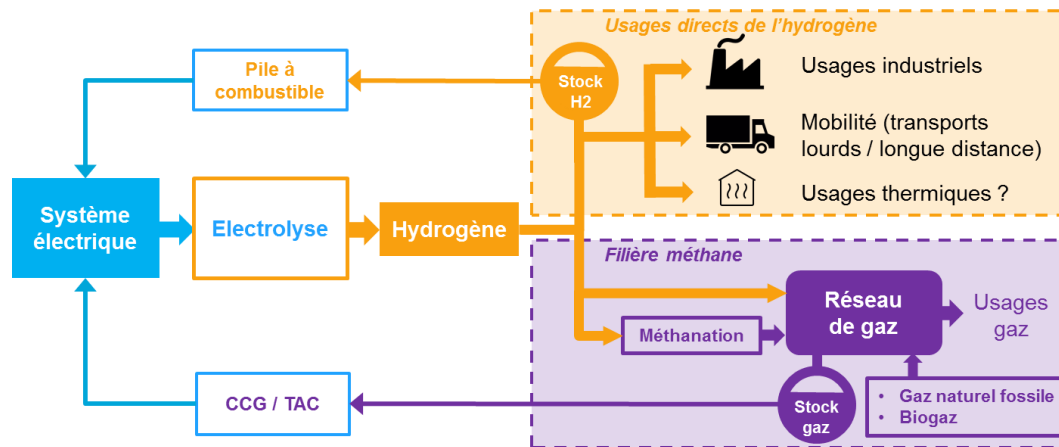
Secteur tertiaire

Secteurs industrie
& énergie

Réunions
complémentaires

- La méthode : pour chaque session :
 - diffusion d'une note de cadrage technique et détaillée, qui sert d'appel à contributions ;
 - organisation d'un atelier d'échanges avec les participants du groupe de travail.
- En parallèle, étude menée avec l'ADEME sur le chauffage électrique.

- Deux raisons distinctes pouvant justifier l'essor de l'électrolyse et souvent confondues dans le débat :
 - **Décarboner le vecteur hydrogène / gaz** : un espace économique qui dépend des paramètres d'évolution du mix électrique ;
 - **Offrir une flexibilité au système électrique** : pas nécessaire dans les scénarios *Volt / Ampère / PPE* à horizon 2035
- **Une analyse approfondie à venir** sur les services que peut rendre l'électrolyse au système électrique, en réponse à une demande du ministre **dans le cadre du plan hydrogène**.





Les travaux à venir

Les travaux d'approfondissements sur l'horizon 2030-2035 se poursuivent.
Plusieurs échéances sont déjà identifiées :

- Juin 2019 : publication et présentation du schéma de réseau (SDDR)
- Fin juin 2019 : publication et présentation du rapport détaillé sur la mobilité électrique
- Été 2019 : publication des études sur l'hydrogène
- Mai - Décembre 2019 : poursuite des GT sur la consommation en lien avec les travaux sur les futurs scénarios de long terme



Horizon 2050

L'horizon 2050 : enjeu actuel du débat public sur l'évolution du mix énergétique

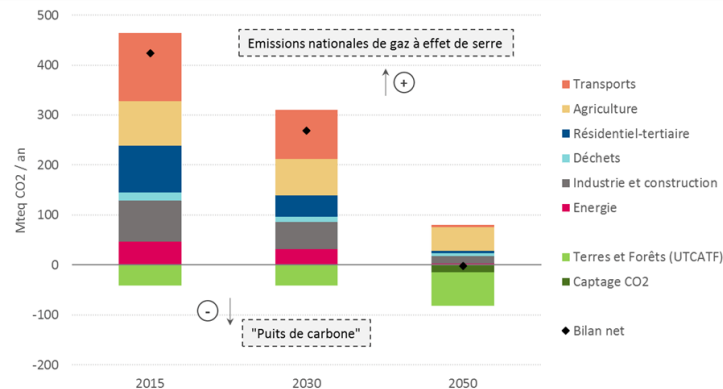
- La politique énergie-climat de la France est aujourd'hui axée sur la réduction des émissions de GES avec un objectif de neutralité carbone à horizon 2050, découlant de l'accord de Paris.
 - Il s'agit également d'un horizon central de la politique climatique à l'échelle européenne (cf. communication de la Commission, appel de 9 états membres à atteindre la neutralité carbone...) et internationale (GIEC...). Nombre d'acteurs contribuent au débat sur les mesures à mettre en place d'ici 2050.
 - Jusqu'à 2035, la trajectoire du mix électrique français est aujourd'hui balisée par la PPE, et des scénarios précis et chiffrés existent à cette échéance (BP 2017).
 - À horizon 2050, la SNBC donne des mesures permettant d'atteindre la neutralité carbone, ainsi que des trajectoires globales d'évolution de la demande en énergie mais pas de trajectoires détaillées sur l'évolution du mix électrique.
- RTE est régulièrement interrogé sur le fonctionnement du mix à horizon 2050 : pour y répondre, les prochains scénarios de long terme iront jusqu'à 2050.



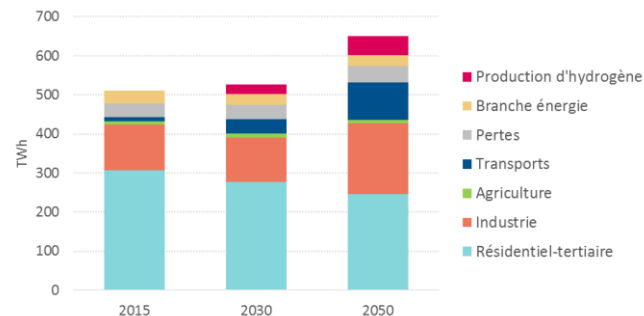
Élément de cadrage n°1 : les scénarios de long terme seront basés sur un principe d'atteinte de la neutralité carbone en 2050

- La France est désormais fortement engagée sur l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone. La SNBC donne le cadrage de la trajectoire énergétique la France à horizon 2050 pour atteindre cet objectif.
- **Le cadrage général des prochains scénarios de long terme de RTE sera articulé autour de la SNBC.**
- **Des variantes sont possibles**, notamment sur les économies d'énergie et la consommation d'électricité... mais sans refaire le débat de la SNBC
- Ces variantes pourront s'inspirer des différentes études existantes : étude accompagnant la communication du 28 novembre 2018 de la Commission européenne, scénarios du GIEC, scénarios TYNDP communs ENTSO-G / ENTSO-E, autres études (ADEME, Eurelectric, Foratom, Greenpeace, Négawatt, SFEN...)

Trajectoire d'émissions de gaz à effet de serre (SNBC)



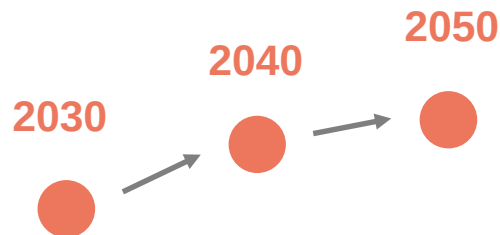
Trajectoire de consommation d'électricité (SNBC)



Élément de cadrage n°2 : la construction des scénarios intégrera une trajectoire et une identification des « jalons clés »

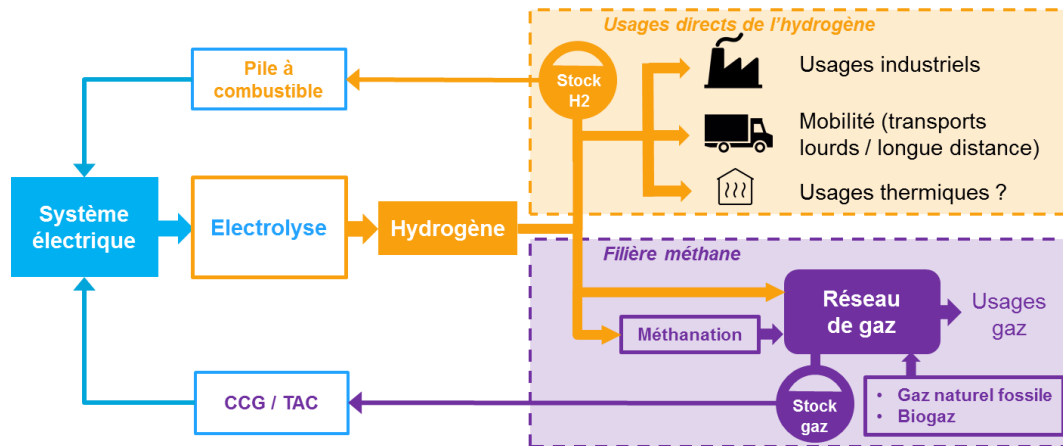
- La construction des « scénarios cibles » à horizon 2050 doit également décrire le / les chemins pour y arriver.
- **L'enjeu de l'étude sera de pouvoir identifier les jalons clés :**
 - à quel moment faut-il décider / investir pour assurer le maintien de l'équilibre du mix électrique ?
 - quelle est la valeur d'option associée à certaines technologies ?
 - comment limiter les regrets tant s'agissant des coûts échoués que des déviations par rapport à la cible ?
- Les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel décriront ainsi des **trajectoires** d'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle du système électrique, notamment les **échéances de 2030, 2040 et 2050**

Au moins trois
échéances représentées



Élément de cadrage n°3 : la modélisation du système électrique prendra en compte les couplages avec les autres vecteurs

- L'atteinte de la neutralité carbone nécessite de s'appuyer sur différentes sources d'énergie décarbonées. L'électricité peut participer à décarboner d'autres vecteurs énergétiques, en particulier l'hydrogène, le méthane et la chaleur.



- De leur côté, les vecteurs gaziers peuvent apporter des services de flexibilité au système.
- Dans les prochains scénarios de long terme, la modélisation sera centrée sur le secteur électrique mais avec une représentation détaillée des interactions avec les autres vecteurs. Celle-ci s'appuiera notamment sur les travaux menés par RTE ces dernières années, en propre ou en partenariat avec d'autres acteurs (notamment GRTgaz).

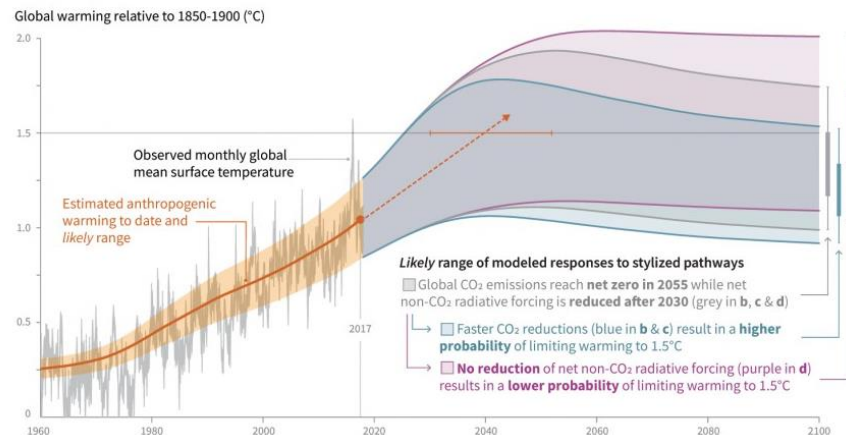
Élément de cadrage n°4 : une modélisation du système à l'échelle européenne

- Les analyses du Bilan prévisionnel sur la période 2020-2035 mettent déjà en évidence l'importance des interactions entre le système électrique français et les pays voisins :
 - Les interconnexions contribuent déjà largement à la sécurité d'approvisionnement en France (~7 GW)
 - Le marché européen permet de mutualiser les moyens de production les plus économiques à l'échelle européenne
- La poursuite du développement des interconnexions contribuera à accroître encore les possibilités d'échanges et de foisonnement. Les simulations du fonctionnement du système électrique nécessitent une modélisation européenne.
- Le périmètre modélisé sera le même que dans le BP 2019 : **modélisation explicite de 18 pays** (voisins et voisins de nos voisins)



Élément de cadrage n°5 : les effets du changement climatique sur le fonctionnement du système électrique

- Les travaux du Bilan prévisionnel s'appuient sur une base de 200 chroniques météorologiques, permettent une description détaillée des grandeurs physiques pertinentes pour le fonctionnement du système électrique (température, hydraulicité, vent, etc.) et une prise en compte de leur corrélation.
- **À horizon 2050, les effets du changement climatique auront une influence notable sur certains paramètres du mix électrique** : vague de froid, canicule, productible hydraulique et éolien...
- Afin d'intégrer ces enjeux, les futurs scénarios de long terme utiliseront **une nouvelle base climatique**, issue de 3 ans de travail avec Météo-France et intégrant l'effet du changement climatique.
- **2 variantes seront examinées, correspondant à 2 méta-scénarios climatiques : augmentation de la température moyenne de +1,5°C (1) ou +3 °C (2).**



Élément de cadrage n°6 : une analyse qui identifiera les problématiques d'acceptabilité sociétale

- L'atteinte de la neutralité carbone emporte des changements qui peuvent être significatifs pour le système électrique et ses utilisateurs :
 - Des investissements (production, réseau, efficacité énergétique) qui peuvent induire des coûts mais également des impacts environnementaux (visuels, artificialisation des surfaces) ;
 - Une modification des situations de tension sur le système énergétique : quelles exigences en matière de sécurité d'approvisionnement, caractère public vs. privé de la sécurité d'approvisionnement (chacun choisissant son niveau de couverture) ;
 - Une évolution des modes de vie et changements de comportements (sobriété, flexibilité...) qui peuvent faciliter ou au contraire rendre plus difficile la transition écologique.
- **Ces paramètres doivent être proprement décrits et partagés. Par exemple, des variantes pourront prévoir une acceptation plus ou moins forte de l'éolien, une flexibilisation de la consommation plus ou moins poussée, etc.**

Élément de cadrage n°7 : deux familles de scénarios seront considérées dans l'étude

- Deux familles de scénarios seront considérées et séparées d'emblée par hypothèse :
 - ① Scénarios avec l'option nouveau nucléaire ouverte
 - ② Scénarios avec l'option nouveau nucléaire fermée
- Les études existantes sont souvent réalisées en avenir certain en supposant la plupart des paramètres (coût, solutions techniques, acceptabilité...) connus a priori. Or (1) il s'agit de choix sociétaux et (2) sur le volet technico-économique, il existe beaucoup d'incertitudes et d'inconnus pouvant faire varier de manière considérable le résultat.
- **Les futurs scénarios LT ne seront pas basés sur le principe d'une optimisation « en avenir certain » de la place du nucléaire vs. les ENR. L'approche vise plutôt à décrire de manière précise ces différents scénarios.**

Restitution : une description détaillée des scénarios selon deux voire trois axes

- Les résultats d'analyse des scénarios visent à les restituer selon trois dimensions :

1

Description technique du système

- Fonctionnement et équilibre du système électrique : réserves, stabilité...
- Indicateurs de sécurité d'approvisionnement

2

Description sociétale

- Implication sur les modes de vie
- Implications sur la sécurité d'approvisionnement

3

Chiffrage économique (si pertinent)

- Sur la base d'une base de coût concertée, cf. BP 17

Lancement d'une large concertation sur la scénarisation et les hypothèses des scénarios

pour cibler les points d'intérêt du débat public, renforcer la pertinence et la légitimité des scénarios, et accroître la transparence sur les hypothèses

La CPSR

Une instance de cadrage stratégique des travaux et d'arbitrage des orientations

Des groupes de travail

Des instances de partage des hypothèses et résultats au niveau technique

Une consultation publique

Des appels à contribution qui viendront enrichir les échanges initiés en groupes de travail

Les GT seront lancés dès juin, avant une consultation publique très large qui aura lieu dans un second temps (automne) et pourra ainsi s'appuyer sur une première matière technique issue des GT

Le calendrier des premiers groupes de travail thématiques

GT base climatique
A partir de juin 2019

**GT modélisation
production**
2nd semestre 2019

GT consommation
Depuis mars 2019

GT multi-énergies
2nd semestre 2019

**GT hydrogène
et P2X**
2nd semestre 2019

GT flexibilités
2nd semestre 2019

GT stabilité
1^{er} semestre 2020

**GT acceptabilité
sociale**
2nd semestre 2019

**Atelier technique
scénarios TYNDP**
2nd semestre 2019

GT scénarisation
A partir de juin 2019

...

Débat pour orientation sur les éléments de cadrage, la méthode et la gouvernance