Programme de travail sur le Bilan prévisionnel et le Schéma décennal de développement réseau

Commission « Perspectives système et réseau »

13 avril 2018

Quatre missions légales de RTE au cœur des politiques publiques pour la transition énergétique

1	Établir un état des lieux du système électrique existant	**Bilan électrique annuel (BE)** (code de l'énergie L.141-8)
2	Réaliser un diagnostic et une analyse de l'évolution du système	**Bilan prévisionnel annuel (BP)** (code de l'énergie L.141-8)
3	Établir une vision sur l'évolution à court, moyen et long terme de l'infrastructure de RTE	**Schéma de développement décennal du réseau (SDDR)** (code de l'énergie L. 321-6)
4	Accompagner le développement des EnR en planifiant leur intégration concrète au système	**Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR (S3REnR)** (code de l'énergie L. 321-7)

En 2017, un Bilan prévisionnel remanié qui a permis de mettre en débat des scénarios de transition énergétique

- Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017, **les analyses prospectives sur l'horizon de long terme ont fait l'objet d'une refonte articulée autour de deux axes :**
  - → Renforcement du volet économique
  - → Approfondissement du dispositif de concertation

- Les travaux menés ont notamment permis de construire **cinq scénarios possibles de transition énergétique**, s'appuyant chacun sur des objectifs et un cadre économique cohérents

- **Ces scénarios sont versés au débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)** et ont été présentés dans différents ateliers et documents (atelier préparatoire sur le mix électrique, ateliers de controverse et d'information organisés par la CNDP). Les scénarios Ampère et Volt ont été présentés par le Gouvernement dans le dossier du maître d'ouvrage.

En 2018, des travaux complémentaires dans la continuité de la démarche adoptée pour le Bilan prévisionnel 2017

1. **Des prolongements** et variantes sur les scénarios prospectifs du **Bilan prévisionnel 2017**

2. Une actualisation de **l'analyse de risque sur l'horizon de moyen terme** (2019 – 2023) dans le cadre du **Bilan prévisionnel 2018**

3. **L'évaluation des coûts de réseau** associés aux différents scénarios prospectifs de long terme dans le cadre du **schéma décennal**

1

Bilan prévisionnel 2017 : prolongements et variantes

Rappel des travaux menés sur le Bilan prévisionnel 2017

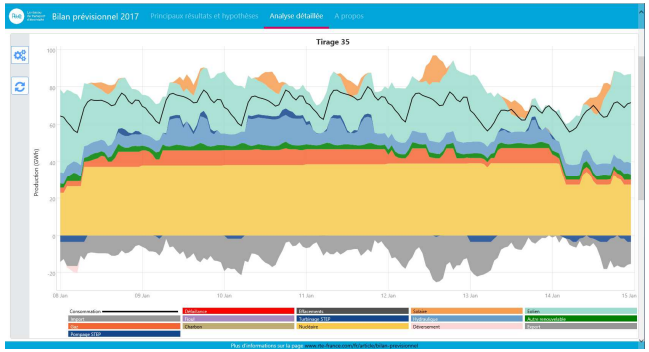
- **Large consultation publique** sur les hypothèses (offre, demande)
- Renforcement de la **cohérence économique** des scénarios
- Construction de **cinq scénarios** (un scénario centré sur l'atteinte de l'objectif de la loi de transition énergétique à 2025 et quatre scénarios de transition de plus long terme sur la période 2025-2030-2035)
- Réalisation de **variantes** sur tous les scénarios pour évaluer leur robustesse et être en mesure de les comparer
- Publication d'un rapport complet et détaillé de l'ensemble des hypothèses et analyses menées



Le Bilan prévisionnel numérique, un outil complémentaire à disposition du public

- Au-delà du rapport, les résultats du Bilan prévisionnel seront publiés au format numérique afin de :
  - **Présenter de manière synthétique les scénarios** (cas de base et variantes principales)
  - **Proposer des restitutions graphiques simples et didactiques** permettant d'explorer l'évolution de l'équilibre offre-demande dans les différents scénarios (dispatch sur des semaines type, etc.)
  - **Donner accès à des informations supplémentaires** par rapport à l'édition papier (données à la maille des territoires)





- La première version incluant les données relatives aux cas de base des 5 scénarios de long terme sera **mise en ligne fin avril**. L'application sera progressivement complétée avec des données détaillées et à terme, le téléchargement des données sera proposé sur la plateforme Open Data Réseaux Énergies.

Des axes de travail pour les prochains mois sur les prolongements du Bilan prévisionnel 2017

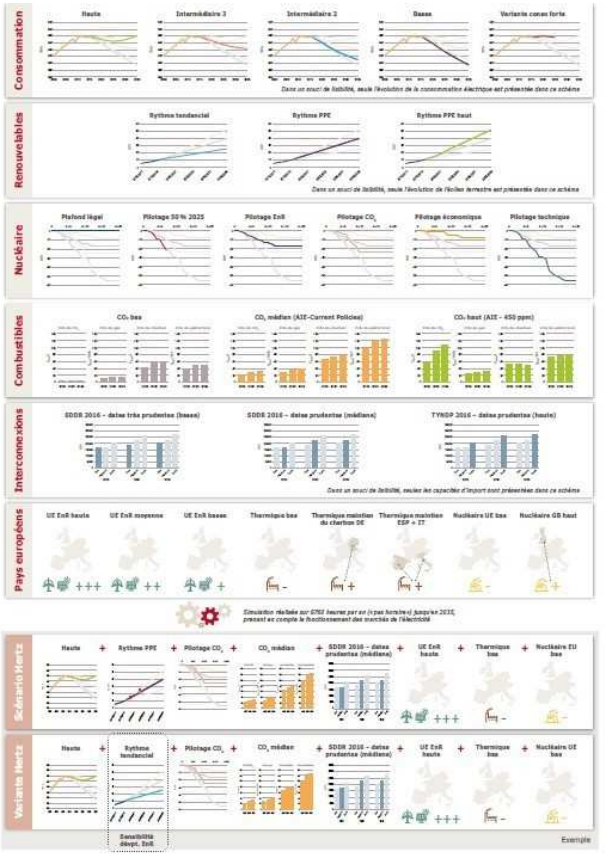
- La réalisation de variantes complémentaires sur le parc de production (EnR, Nucléaire)
- L'analyse des trajectoires de consommation électrique
- L'intégration au chiffrage des mesures sur l'efficacité énergétique
- L'approfondissement de l'analyse sur les échanges aux interconnexions
- Les prolongements sur l'intégration de l'électromobilité

La réalisation de variantes complémentaires sur le parc de production (1/2)

- **Plusieurs acteurs ont formulé des demandes de variantes sur les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel,** sous des formes hétérogènes. Ces variantes s'appuient sur de nouvelles combinaisons de paramètres existants ou sur de nouveaux jeux de paramètres.

- **RTE propose aujourd'hui plusieurs axes de prolongements sur (i) les variantes les plus demandées et (ii) les questions plus pertinentes dans le cadre du débat public sur la PPE.**

- L'exercice d'analyse de ces variantes portera sur :
  - Les bilans énergétiques et le solde d'échanges
  - Le coût économique du scénario et l'équilibre économique des différentes filières
  - Les émissions de CO_2 en France et en Europe
  - La sécurité d'approvisionnement
  - Les effets du développement de solutions de flexibilité



La réalisation de variantes complémentaires sur le parc de production : exemple de la variante « Ampère+ » (2/2)

- Une variante du scénario Ampère a été demandée par de nombreuses parties prenantes : celle-ci consisterait à **prolonger la logique de substitution entre EnR et nucléaire au-delà de 2030** (après avoir atteint l'objectif de 50%), et donc à déclasser des réacteurs supplémentaires entre 2030 et 2035.
  - → Cette variante (« Ampère+ ») sera construite en prolongeant le déclassement nucléaire tout en évitant la construction de nouveaux moyens thermiques.
  - → Elle étudiera spécifiquement les besoins de flexibilité nécessaires (stockage stationnaire et diffus, hydraulique, effacements, modulation, *power-to-gas*).
  - → Le cadrage détaillé de la variante « Ampère+ » et les résultats détaillés des simulations seront mis à disposition sous forme d'une note publiée sur le site de RTE.
- RTE tiendra compte de l'expression des parties prenantes en CPSR pour élaborer son programme de travail sur ces questions.

Mise à disposition des analyses

Note publique sur le site de RTE

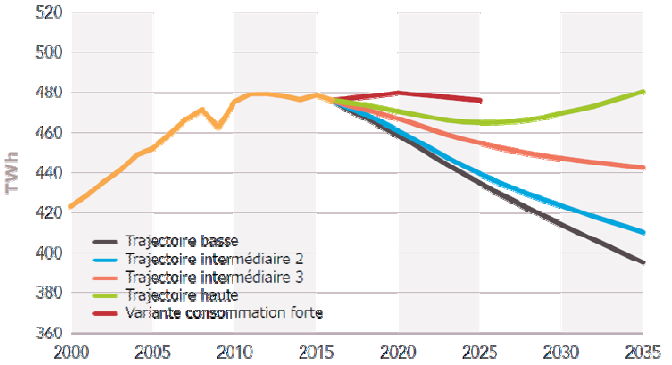
Horizon prévisionnel

Juin 2018

L’analyse des trajectoires de consommation électrique (1/2)

- Les travaux menés en 2017 sur l’analyse de l’évolution de la consommation électrique ont porté sur des trajectoires contrastées :
  - Cinq trajectoires encadrantes sur le moyen terme ;
  - Quatre trajectoires de long terme construites selon une logique de cohérence économique.
- **Ces trajectoires sont stables ou en baisse à horizon 2035**. Ceci constitue un résultat des analyses et non une hypothèse. Elles résultent d’un empilement détaillé de la demande électrique par secteur et par usage.
- Certaines de ces trajectoires semblent constituer des points de passage jusqu’en 2035, en cohérence avec les premiers résultats du scénario AMS de la SNBC à horizon 2050 (scénario marqué par une électrification très forte). L’analyse doit se poursuivre en intégrant les différences de temporalité entre les deux exercices.

Trajectoires de consommation intérieure d’électricité

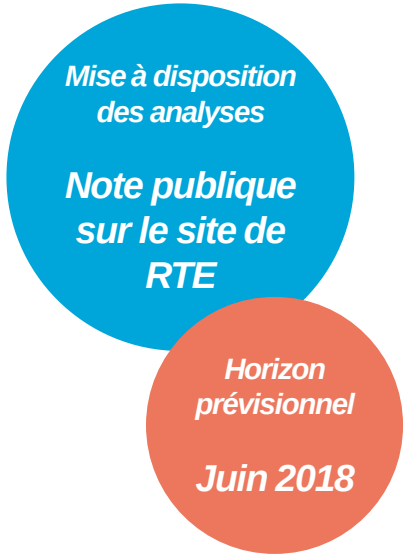


L’analyse des trajectoires de consommation électrique (2/2)

- Certains acteurs sont en désaccord avec ces résultats :
  - Demandes à disposer de variantes avec une consommation électrique en croissance structurelle.
  - Demandes de trajectoires intégrant davantage de sobriété énergétique

- RTE analyse la consistance entre les trajectoires 2035 avec celles de la SNBC à 2050. **Dans le cadre de cette analyse, l’impact des facteurs haussiers sur la consommation d’électricité pourra faire l’objet de précisions et analyses complémentaires, notamment sur la part des transferts d’usage et les conséquences sur les émissions**.

- **L’analyse de RTE ne portera pas uniquement sur le volume en énergie de la consommation intérieure**, mais également sur la pointe et les profils, qui constituent le cœur de l’analyse.



L’intégration au chiffrage des mesures sur la demande électrique

- L’évaluation économique des scénarios a porté à ce stade sur les coûts de production, et les coûts et recettes liés aux échanges aux interconnexions.

- Les scénarios se distinguent aussi par l’ampleur des mesures d’efficacité énergétique et les transferts d’usage vers l’électricité. Les coûts associés n’ont pas été évalués (et neutralisés par l’utilisation d’un même niveau de consommation pour comparer les scénarios).

- Certains acteurs ont exprimé la **nécessité d’intégrer une analyse économique concernant les actions sur la demande** pour comparer entre eux différents scénarios se distinguant notamment par des efforts d’ampleur distincte sur la consommation.



L'approfondissement de l'analyse sur les échanges d'électricité aux interconnexions

- Les scénarios Ampère et Volt sont caractérisés par des volumes d'export en forte croissance par rapport à aujourd'hui (à certaines échéances).
- **Ces volumes d'exports sont un résultat de la compétitivité relative du parc de production français** par rapport aux parcs européens dans le marché de l'énergie. Ils résultent de la simulation du marché de l'électricité - les échanges d'énergie - et ne sont pas une hypothèse d'entrée.
- Dans le même temps, **le développement des interconnexions contribue à la sécurité d'approvisionnement** et permet « d'externaliser » le besoin de capacité de back-up, notamment dans des scénarios sans nouveau moyen thermique.
- Plusieurs questions ou remarques ont été adressées (acceptabilité de ces volumes d'export par les pays voisins, impact des imports sur la sécurité d'approvisionnement).
- **RTE publiera un document contenant des analyses spécifiques et détaillées,** permettant de comparer ces volumes à d'autres analyses comparables (Agora-IDDRI, étude Elia, etc.) et d'identifier leur sensibilité aux hypothèses sur le parc, les capacités d'interconnexion et la consommation en France et en Europe.

Mise à disposition des analyses

Note publique sur le site de RTE

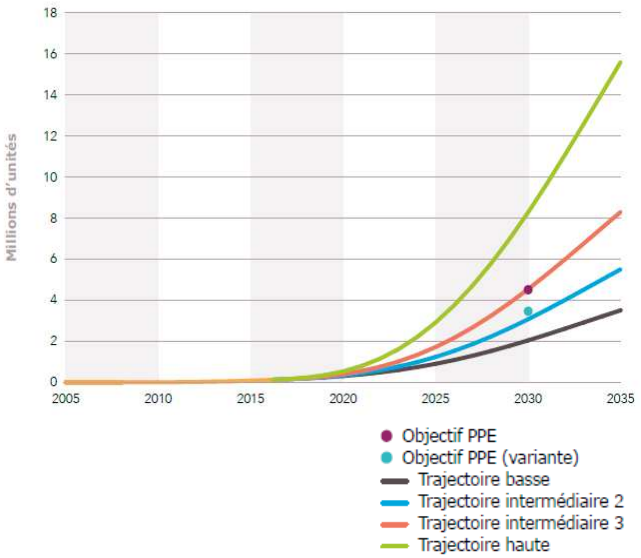
Horizon prévisionnel

Mai 2018

Les prolongements sur l'électromobilité (1/2)

- Les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 ont permis d'étudier des trajectoires contrastées pour la mobilité électrique, avec un développement du nombre de véhicules électriques compris entre 3,5 et 15,6 millions d'unités à horizon 2035.
- Les analyses ont montré que le développement de la mobilité électrique pose une question en termes d'impact sur les appels de puissance et non sur la consommation en énergie.
- Toutefois, les simulations montrent que **lorsque la recharge des véhicules électriques fait l'objet d'un pilotage performant,** l'intégration d'un grand nombre de véhicules électriques est gérable pour le système électrique.

Parc projeté de véhicules électriques et hybrides rechargeables



Les prolongements sur l'électromobilité (2/2)

- **Des questions récurrentes des acteurs appellent des approfondissements sur l'analyse économique du développement de l'électromobilité** :
  - Prise en compte de l'évolution des besoins de mobilité et des usages des VE et 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 propose de constituer un groupe de travail dédié à l'analyse de l'intégration de l'électromobilité au système électrique**. Ce GT rassemblera l'ensemble des parties prenantes intéressées du secteur et sera co-piloté par l'AVERE-FRANCE et RTE. Les travaux du GT seront restitués dans une contribution publique (fin de l'année 2018).

- Les parties intéressées sont invitées à se signaler d'ici le 30 avril (marie.castelli@avere-france.org et cedric.leonard@rte-france.com).



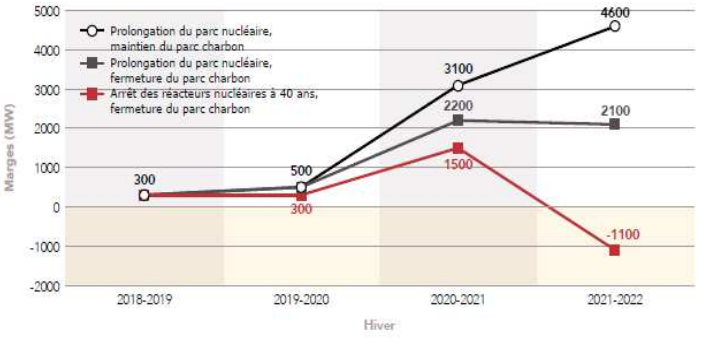
2

Bilan prévisionnel 2018 : lancement de la concertation pour l'analyse sur la période 2018-2023

Conformément à sa mission légale, RTE réalise chaque année une analyse de risque à horizon à 5 ans

- **Le Code de l'énergie prévoit que RTE mène chaque année une analyse visant à identifier le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur un horizon de cinq ans** par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.
- La construction de nouveaux scénarios de long terme n'est pas dans le périmètre des études du Bilan prévisionnel 2018.
- L'analyse de risque sur le moyen terme du BP 2018 vise à :
  - actualiser le diagnostic sur les années 2019-2022 ;
  - prolonger l'analyse sur l'hiver 2022-2023.
- Elle permettra d'actualiser le diagnostic sur l'horizon de moyen terme et les marges de manœuvre existantes pour le parc thermique, notamment la fermeture du parc charbon.
- L'analyse de risque sur l'hiver 2018-2019 sera traitée dans l'étude saisonnière du passage de l'hiver.

Marges ou déficits de capacité sur l'horizon de moyen terme, Bilan prévisionnel 2017



Comme en 2017, l'analyse de risque sur le moyen terme fera l'objet de nombreuses variantes et analyses de sensibilité.

- Dans la continuité du dispositif de concertation mis en place l'année dernière pour les analyses prospectives de long terme, **les hypothèses utilisées pour la construction des variantes font l'objet d'un appel à contributions.**

- L'appel à contributions portera (i) sur les **hypothèses pour l'étude de l'évolution de la demande** (croissance économique, transferts d'usage, etc.) et (ii) sur les **hypothèses liées à l'évolution de l'offre** (mises en service et déclassement, disponibilité des capacités).

Cas de base, variantes et analyses de sensibilité étudiés dans l'analyse moyen terme du BP 2017

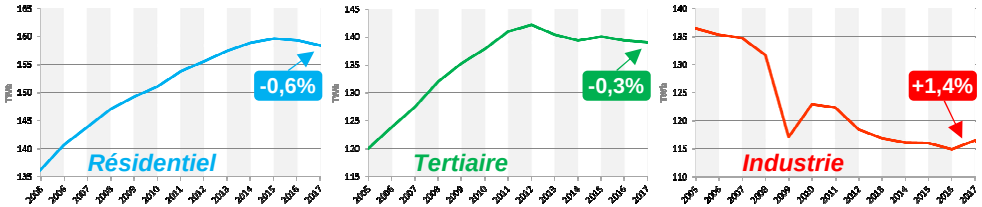
	Consommation	Parc nucléaire	Parc charbon	Énergies renouvelables	Effacements	Interconnexions
Cas de base						
Cas de base	Haute	Plafond légal	Maintien (3 GW)	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Variantes						
Fermeture du parc charbon	Haute	Plafond légal	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Non-prolongation du parc nucléaire	Haute	Pilotage technique	Maintien (3 GW)	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Fermeture du parc charbon et non-prolongation du parc nucléaire	Haute	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Prolongation du parc nucléaire mais visites décennales allongées	Haute	Plafond légal	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Analyses de sensibilité sur la variante « Fermeture du parc charbon et non-prolongation du parc nucléaire »						
Consommation basse	Basse	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Consommation forte (stress test)	Variante conso forte	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Énergies renouvelables fortes	Haute	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE haut	Stable (2,5 GW)	Médiane
Énergies renouvelables fortes et effacements forts	Haute	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE haut	PPE haut (6 GW)	Médiane

Consommation : les secteurs résidentiel et tertiaire orientés à la baisse en 2017, un secteur industriel orienté à la hausse

- La consommation intérieure d'électricité en France continentale s'est établie en 2017 à 477 TWh en données corrigées.

Consommation intérieure annuelle d'électricité

(France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



- Ces résultats interviennent dans une conjoncture économique plus porteuse que dans les anticipations du consensus des économistes vers la mi-2017, avec en corollaire un secteur industriel en hausse sensible.
- Les secteurs résidentiel et tertiaire restent en revanche orientés à la baisse, essentiellement sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Consommation : l'appel à contributions permettra de renforcer la transparence et la robustesse des hypothèses

- Comme chaque année, **les projections de demande feront l'objet d'un recalage** permettant d'intégrer les prévisions les plus récentes sur la croissance économique et la production industrielle.
- La concertation portera sur les principaux déterminants de la demande, comme :
  - résidentiel et tertiaire : gains d'efficacité sur les usages spécifiques, nombre et impact des rénovations, part de marché de l'électricité dans la construction neuve, substitutions dans les logements/bâtiments existants…
  - industrie : impact des gains d'efficacité énergétique, impact de l'électrification des procédés…
  - transports : dynamique de développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables…
- **La concertation portera sur l'ensemble des trajectoires moyen-terme**.

Offre : plusieurs incertitudes existent sur l'évolution de l'offre à moyen terme

- Sur l'horizon de moyen-terme, les principales incertitudes portent sur les dates de mise en service de nouvelles capacités, les déclassements du parc thermique ainsi que sur la durée des périodes de maintenance :

Mises en service

- Rythme de déploiement des capacités éoliennes et photovoltaïques
- Mise en service des parcs éoliens en mer
- Mise en service de groupes thermiques (CCG de Landivisiau)
- Mise en service des autres capacités (flexibilités, interconnexions, …)

Arrêts de groupes

- Arrêt de la centrale de Fessenheim et mise en service de l'EPR de Flamanville
- Déclassement de groupes thermiques (charbon, nucléaire)

Maintenances

- Durée des maintenances de groupe, en particulier des visites décennales de réacteurs nucléaires

Production : le rythme de déploiement des énergies renouvelables pourra dépendre des objectifs fixés par la prochaine PPE

- Le Bilan prévisionnel 2017 intégrait trois trajectoires sur le rythme de déploiement des EnR : rythmes tendanciel, PPE et PPE haut.
- Dans un contexte où les objectifs fixés par la prochaine PPE ne sont pas encore connus, le rythme de déploiement des énergies renouvelables, notamment éolien et photovoltaïque, fera à nouveau l'objet de variantes dans le Bilan prévisionnel 2018.
- Des incertitudes importantes existent sur les dates de mise en service des parcs éoliens en mer prévus par les premiers appels d'offres.

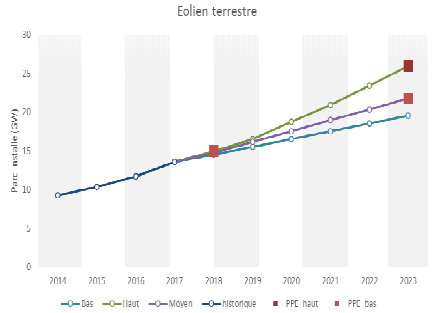
Appel à contributions

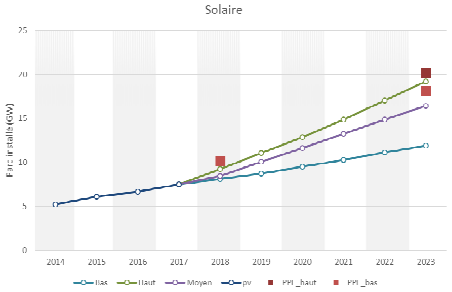
→ Quelles hypothèses sur le rythme de déploiement de l'éolien et du PV ?

→ Quelle hypothèse de mise en service des parcs éoliens en mer ?

→ Quel développement des autres filières EnR (biomasse, etc.) ?

Trajectoires proposées pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque





Production : l'avenir du parc thermique à flamme et de la filière effacements feront l'objet d'analyses de sensibilité détaillées

- Le Conseil des ministres du 7 novembre a précisé les objectifs d'évolution du parc thermique :
  - Sortie du charbon à horizon 2022 ;
  - Pas de nouveau projet de groupes thermiques fossiles.
- Pour la sortie du charbon, le Bilan prévisionnel 2018 affinera le diagnostic de l'exercice mené en 2017 et proposera une **analyse de sensibilité approfondie sur les dates d'arrêt des centrales au charbon**, tenant compte de l'étalement potentiel des fermetures et des possibilités de conversion des groupes.
- D'autres filières thermiques à flamme sont également soumises à des incertitudes : horizon de mise en service du CCG de Landivisiau, déclassement éventuel de turbines à combustion, …

Appel à contributions

→ Quelles variantes sur l'horizon de fermeture des groupes au charbon ? Quelles hypothèses de conversion des centrales ?

→ Quelles variantes sur les mises en service et disponibilité des centrales thermiques ?

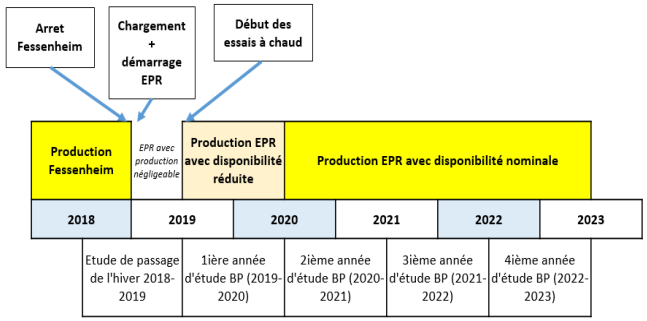
Production : l'approfondissement des variantes sur la disponibilité du nucléaire

- La disponibilité agrégée du parc nucléaire sur l'horizon de moyen terme dépendra de nombreux paramètres :
  - Les conditions d'arrêt de la centrale de Fessenheim et de démarrage de l'EPR de Flamanville doivent être précisées.
  - Le risque associé à l'allongement de visites décennales doit être intégré et faire l'objet de variantes.
  - Les choix sur le déclassement ou le prolongement des réacteurs après 40 ans ne sont pas arrêtés.
  - Conformément aux recommandations du rapport de la mission CGE-CGEDD sur la sécurité d'approvisionnement, les risques d'anomalie générique pourront être intégrés dans l'analyse de risque sur le moyen terme.

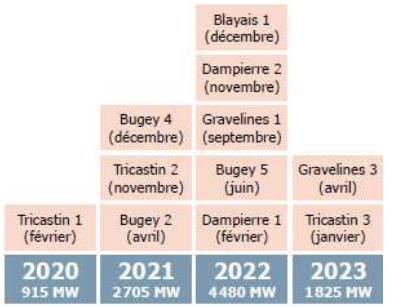
Appel à contributions

→ Quelles hypothèses et variantes sur ces paramètres affectant la disponibilité de la filière nucléaire ?

Calendrier du démarrage de l'EPR de Flamanville en lien avec l'arrêt de la centrale de Fessenheim



Liste des réacteurs atteignant leur 4e visite décennale d'ici à 2023



Flexibilités : les effacements de consommation et le stockage d'électricité sont des filières en construction

- La PPE prévoit un objectif de développement des capacités d'effacement électrique, tous types confondus, de 6 GW en 2023. Des discussions poussées entre les autorités françaises et la Commission européenne au cours de l'année 2017 ont permis de garantir la sécurité juridique de l'appel d'offres effacement, qui vise à permettre des gains en maturité de la filière et à assurer l'atteinte des objectifs prévus par la PPE. RTE a d'ores et déjà lancé deux appels d'offres effacement, l'un pour 2018, l'autre pour 2019.
- Des incertitudes demeurent sur la typologie et les caractéristiques (contraintes de stock, de durée d'activation, etc.) des effacements qui émergeront à moyen terme.
- S'agissant du stockage d'électricité, les baisses de coûts des batteries observées ces dernières années conduisent à un surcroît d'intérêt pour la filière. Les perspectives de développement à moyen terme restent cependant imprécises.

Appel à contributions

→ Quelle caractérisation des effacements et de leurs contraintes sur le moyen terme ?

→ Quelles perspectives pour le développement du stockage d'électricité à horizon 2023 ?

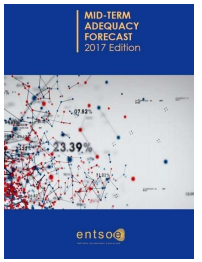
Europe : des hypothèses cohérentes avec celles retenues dans les exercices de l'ENTSO-E

- L'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement est réalisée à l'aide **d'une modélisation européenne intégrant 12 pays.** Cette modélisation permet notamment de prendre en compte et **de caractériser la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement électrique de la France**.

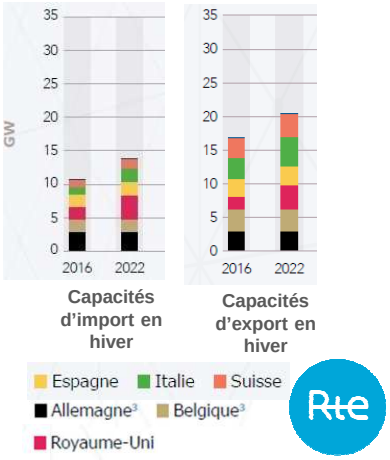
- Les hypothèses de consommation et de parc de production des autres pays modélisés dans le Bilan prévisionnel sont **construites en cohérence avec les données du MAF** (*Midterm Adequacy Forecast* de l'ENTSO-E), qui sont disponibles à date (données parfois partielles ou datées de l'automne dernier), et qui tiennent compte des dernières actualités pouvant remettre en question certaines hypothèses du MAF.

- Les hypothèses relatives au développement des interconnexions se basent sur celles publiées dans le SDDR, et intègrent les derniers éléments de calendrier des différents projets.

- Le Bilan prévisionnel 2018 visera à analyser les points de convergence et les différences avec les autres études européennes



Trajectoires de capacités d'interconnexion sur le moyen terme, utilisées dans le BP 2017



3

Schéma décennal de développement du réseau : lancement de la concertation

Le Schéma Décennal de Développement du Réseau

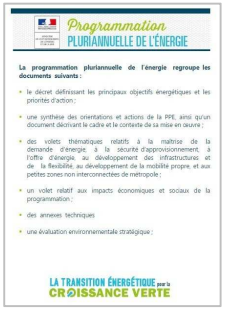
Une mission confiée à RTE et inscrite dans la loi

- L'élaboration annuelle du *Schéma Décennal de Développement du Réseau* (SDDR) est une mission légale de RTE depuis 2011 (Code de l'énergie L.321-6).
- Le SDDR permet d'établir une vision sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport à court, moyen et long termes.

Le schéma est élaboré en cohérence avec d'autres exercices :

- Le Bilan prévisionnel (BP)
- La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)
- Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) élaborés conjointement par RTE et les gestionnaires de réseau de distribution : ils prévoient et optimisent les investissements nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables.
- Le Ten-year network development plan (TYNDP) élaboré par l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO-E) : ce plan identifie les besoins d'investissements en termes d'interconnexions entre les différentes frontières.









RTE souhaite repenser le SDDR 2018

- **En tenant compte des scénarios du BP 2017 et de la révision en cours de la PPE**

  Les scénarios élaborés au sein du BP 2017, et versés au débat public pour la révision de la PPE, serviront comme entrants pour cette analyse.

- **En concertant avec les acteurs**

  Un appel à contributions sera lancé suite à cette CPSR, sur les hypothèses long terme (scénarios et localisation), méthodologies et indicateurs utilisés dans les analyses prospectives.

- **En fournissant une vision stratégique de l'évolution des réseaux**

  En plus des éléments « classiques » fournis au sein du SDDR (la liste des infrastructures de réseau décidées, ou en cours d'études à horizon 3 et 10 ans), le nouvel exercice fournira une vision stratégique de l'évolution du réseau à long terme (jusqu'à 2035).

- **En évaluant les impacts économiques et environnementaux des différents scénarios**

  L'analyse approfondie permettra d'évaluer les enjeux pour la collectivité associés à l'adaptation du réseau. En lien avec le Bilan prévisionnel, elle traitera des modes de coordination nécessaires à mettre en œuvre entre l'évolution du mix de production et celle du réseau.

La concertation avec les parties prenantes s'ouvre dès aujourd'hui et durera jusqu'en septembre 2018

Le calendrier

- Avril – Mai :
  - Lancement de GT techniques
  - Concertation sur les hypothèses et les attendus de l'exercice
- Juin-juillet : Partage des premiers résultats
- Septembre : Présentation des résultats complets
- Octobre : Diffusion du projet de SDDR, saisine de la CRE et de l'AE

Le contenu du SDDR 2018

- Le **rapport technique**, avec une consistance élargie par rapport aux exercices précédents, offrira une vision des infrastructures de réseau à développer ou à adapter dans les différents scénarios et aux différents horizons, ainsi qu'une évaluation de leurs impacts.
- **Une évaluation environnementale stratégique** (pas « projet par projet ») sur les enjeux environnementaux associés (emprise sur le territoire, etc.) et le traitement des incidences environnementales potentielles

Le SDDR 2018 sera élaboré en lien avec autorités de régulations et services de l'Etat

La CRE est compétente pour examiner le SDDR

Elle vérifie notamment si le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec TYNDP

Le SDDR est transmis à l'Autorité administrative

Celle-ci peut formuler des remarques si le SDDR ne prend pas en compte les objectifs de la politique énergétique

RTE saisira l'Autorité environnementale

L'Autorité environnementale formule un avis sur le rapport sur les incidences environnementales et le rapport technique

Le SDDR va étudier l'évolution du réseau dans un contexte de transformation majeure du mix électrique

Dans tous les scénarios, une pénétration des renouvelables en forte augmentation

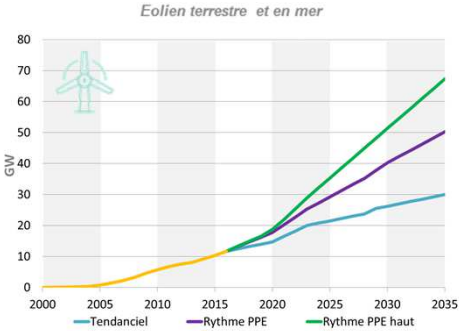
Les trajectoires d'évolution de l'éolien et du photovoltaïque sur le « rythme PPE haut » nécessitent de transformer le réseau, pour accueillir ~5 fois plus d'éolien et solaire par rapport à aujourd'hui.

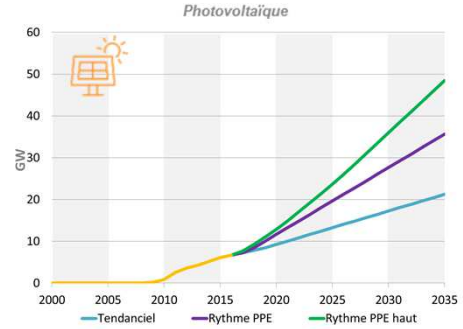
Des enjeux économiques importants et pourtant aujourd'hui mal renseignés

Selon les scénarios et la localisation, les réseaux devront évoluer dans des proportions à déterminer. Il existe une forte demande pour disposer d'éléments chiffrés dans la prolongation du travail engagé dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Une analyse de la gestion des temporalités pour que le réseau « arrive à temps »

Les délais pour développer et adapter le réseau peuvent être longs et posent la question de l'anticipation afin d'offrir une vision des capacités d'accueil disponibles sur le réseau à différents horizons





La question des temporalités et de l'anticipation des travaux est au cœur des travaux sur le SDDR

Les S3REnR feront l'objet d'une révision à partir de 2019

Les nouveaux SRADDET, dont l'élaboration est prévue d'ici l'été 2019, offriront une vision à 10 ans des ambitions régionales d'énergies renouvelables en cohérence avec la PPE. Cette vision, à « mi-chemin » de la transition énergétique, n'est toutefois pas suffisante pour dimensionner le réseau électrique et anticiper au maximum les travaux.

La question de « l'anticipation des travaux » est un élément clé de la réussite de l'accueil des EnR

- Question abordée en Atelier PPE sur les réseaux du 1er décembre 2017
- Note commune des producteurs et des gestionnaires de réseaux de janvier 2018 :

  « *Axe 1 : Anticiper le développement des réseaux avec une planification efficace fondée sur des gisements prospectifs de long terme en cohérence avec les objectifs de la PPE et les SRRADET* »
- Enjeux partagés avec la DGEC lors de la réunion du 6 mars 2018

→ Lancement d'un GT sur l'anticipation des travaux en parallèle à l'appel à contribution

- Comment anticiper les travaux structurants et longs ? Comment disposer d'hypothèses fiables en termes d'arrivée de la production, en adéquation avec PPE et SRADDET ? Quelle couverture des coûts échoués ? Comment optimiser et prioriser les évolutions de réseaux ? Quelles évolutions pour le dispositif des S3REnR ?

La date de la première réunion est fixée au 27 avril.

Les analyses prospectives du SDDR nourriront ces réflexions sur les besoins de réseau horizons 2025 – 2030 – 2035 en fonction des choix de localisation des installations EnR

L’appel à contribution portera sur les différents axes de l’élaboration du SDDR

Explorer un panel très vaste de phénomènes pouvant résulter de la transition en cours : **les hypothèses**

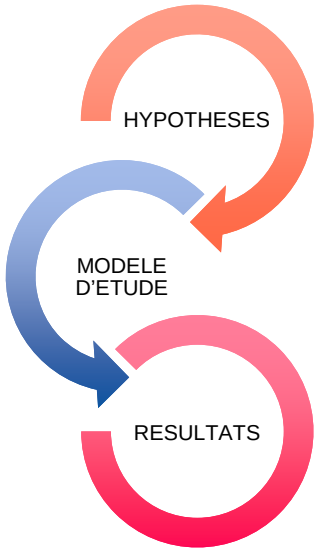
- Scénarios
- Localisation
- Coûts de référence

Envisager un dimensionnement intelligent du réseau permettant de répondre à ces enjeux : **le modèle**

- Principes de planification
- Gestion de l’incertitude
- Apport des « smart grids »

Disposer d’éclairages sur les évolutions du réseau à horizon long-terme : **les résultats**

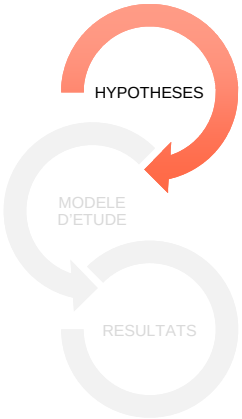
- Indicateurs techniques
- Indicateurs économiques
- Indicateurs environnementaux



Hypothèses : choix des scénarios de transition

Les analyses exploreront les scénarios décrits dans le Bilan prévisionnel 2017…

SCÉNARIO VOLT | SCÉNARIO AMPÈRE | SCÉNARIO HERTZ | SCÉNARIO WATT

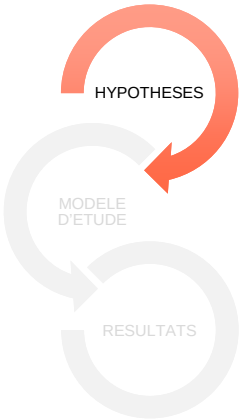


…avec un regard particulier sur les scénarios et variantes qui émergeront au sein du débat public sur la PPE. En particulier, les scénarios Ampère et Volt, repris par le gouvernement dans le dossier maître d'ouvrage, feront l'objet d'analyses de sensibilité approfondies.

Les analyses de réseau nécessitent la transposition de ces hypothèses nationales à des mailles territoriales. Cette transposition suppose de prendre des hypothèses de localisation des installations de production.

Hypothèses : choix des principes de répartition sur le territoire

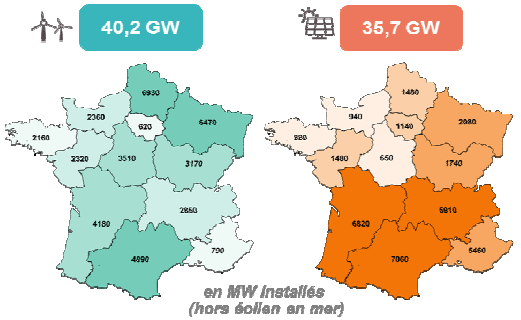
Les différentes hypothèses doivent permettre d'évaluer l'enjeu associé aux scénarios de répartition des renouvelables sur le territoire



Méthode 1 : Prolongation des dynamiques existantes pour atteindre les objectifs nationaux

Cette méthode vise à favoriser l'atteinte des objectifs SRCAE sur les différentes régions, en tenant compte des dynamiques constatées (file d'attente) sur les différents points du réseau.

→ Répartition « RTE » mise en concertation fin avril 2018



Méthode 2 : Analyse « top-down » de minimisation des coûts (réseau ou collectivité)

Cette méthode vise à évaluer le coût minimal d'insertion des EnR pour le réseau en raccordant prioritairement les EnR sur les points du réseau offrant encore des capacités d'accueil.

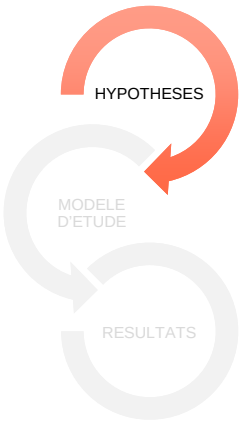
Variante possible 2 bis : minimisation des coûts totaux pour la collectivité

Méthode 3 : Analyse « bottom-up » basée sur les ambitions des territoires

Construction d'une vision nationale sur la répartition des renouvelables en partant des objectifs régionaux.

→ Ces méthodes de localisation pourront alimenter les études pour l'anticipation des travaux dans le cadre des S3REnR

Hypothèses : choix des coûts de référence pour les solutions de réseau et les « smart grids »



Les références de coût utilisées pour le chiffrage seront présentées dans l'appel à contribution

Des fourchettes de coûts génériques, différenciés par niveau de tension (400kV, 225kV, 90kV et 63 kV) seront évalués sur la base de l'expertise de RTE.

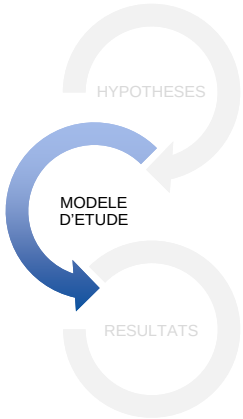
Elles seront partagées et comparées à d'autres ordres de grandeur de coûts disponibles publiquement.

L'appel à contribution intègrera le coût des solutions « smart grids » utilisées comme alternative au réseau.

La mise en œuvre d'actions d'évitement, de réduction ou de compensation et les coûts associés seront également pris en compte

Le coût des stratégies d'évitement et des mesures de compensation sera intégré à l'analyse, de manière à distinguer dans le chiffrage (i) ce qui relève de l'infrastructure en tant que telle et (ii) ce qui relève des politiques d'accompagnement

Modèle : prise en compte des méthodes de planification les plus fines pour ne pas sur-dimensionner l'infrastructure



L'évaluation du développement des infrastructures de réseau se base sur des analyses socio-économiques comparant l'ensemble des solutions disponibles

- Principe de minimisation du coût pour la collectivité intégrant l'ensemble des paramètres de décisions (coût de l'énergie non distribuée ou non évacuée, pertes)
- Intégration de l'ensemble des stratégies possibles, notamment les différentes solutions touchant à l'infrastructure de réseau (création ou renforcement de réseau, renouvellement du réseau en limite d'âge, dépose du réseau devenu inutile) mais également du numérique.

Un zoom particulier sur l'apport des technologies *smart grids* dans l'atteinte des objectifs

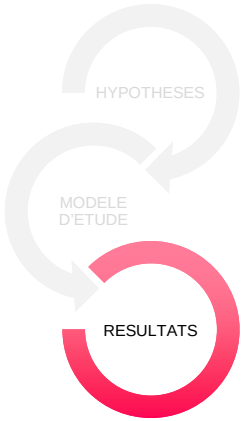
- Par exemple, des solutions de monitoring comme le Dynamic Line Rating permettent d'optimiser l'exploitation du réseau existant.
- Les « alternatives au développement » comme l'effacement ou le stockage seront intégrées à l'analyse (voir les travaux publiés en juillet 2017 sur les réseaux électriques intelligents)



Résultats : choix des indicateurs pour rendre compte des enjeux sur le réseaux

Des indicateurs économiques et environnementaux

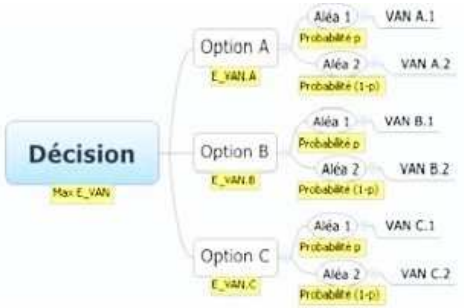
- Le chiffrage de la composante « réseau » des scénarios
- L'analyse de l'emprise du réseau sur le territoire (nombre de km de lignes en création aérienne, souterraines ou sous-marines)
- Des éléments sur les congestions résiduelles et leur empreinte CO2 …



Une représentation des stratégies permettant de gérer l'incertitude

Les analyses doivent rendre compte des incertitudes sur l'évolution du mix et sa répartition. Pour l'illustrer, on pourra comparer :

- Un réseau « enveloppe » pour répondre aux phénomènes les plus dimensionnants (avec le risque de coûts échoués)
- Un réseau « de moindre regret » pour minimiser le risque de coûts échoués (avec le risque de ne pouvoir traiter toutes les configurations possibles)



Un chiffrage des enjeux associés à la bonne coordination production / transport



4

Prochaines étapes

Suites des travaux et calendrier prévisionnel

