Consultation publique sur les hypothèses d'offre à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017

Avant-propos

Date de publication : 11 avril 2017

Date limite de réponse : 28 avril 2017 inclus

Contacts : Thomas Lassaigne et Vincent Rious

Mail : thomas.lassaigne@rte-france.com, vincent.rious@rte-france.com

Dans le cadre de ses missions et conformément au Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le Bilan prévisionnel 2017 intégrera un volet portant sur l'horizon 2035 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique. Les hypothèses et indicateurs issus de ces scénarios apportent des outils de réflexions aux décideurs publics et plus généralement aux parties prenantes du système électrique. Pour cela, RTE entend renforcer le volet économique du Bilan prévisionnel, tant sur les scénarios de demande que de mix de production.

Conformément aux orientations discutées lors de la Commission « Perspectives système et réseau » du 30 mars 2017, RTE lance un appel à contributions, visant à solliciter les acteurs sur les données d'entrée de l'exercice en amont des simulations permettant d'élaborer les scénarios. Cet appel à contributions comporte deux volets, l'un sur les hypothèses de demande et leur trame d'analyse, l'autre sur les hypothèses d'évolution du parc de production.

L'appel à contributions a pour ambition de renforcer le partage et la transparence sur les hypothèses et la méthodologie utilisées dans le cadre de l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel.

Ce document de consultation publique constitue le second volet de l'appel à contributions et porte sur les hypothèses relatives aux différentes filières composant le parc de production d'électricité et d'effacement.

Sur le volet des filières composant le mix de production électrique, le document de consultation revient sur les principales caractéristiques des derniers scénarios long terme publiés par RTE en 2014 et les met en perspective des évolutions intervenues depuis cette publication. De nombreuses évolutions, à commencer par les évolutions législatives ou réglementaires, doivent désormais être traduites dans de nouveaux scénarios long terme (réalisés pour l'horizon 2035). Il s'agit du premier enjeu associé à l'élaboration du Bilan prévisionnel 2017.

En complément, un panorama des principales études emportant des projections sur l'évolution du mix de production électrique français est présenté. Il met en évidence un important contraste parmi les scénarios à disposition des parties prenantes (acteurs du système électrique, acteurs de la société civile, etc.). Le Bilan prévisionnel 2017 devra être en mesure de se situer par rapport à ces études ; cela nécessite d'une part d'envisager la construction de scénarios embrassant un large champ des possibles en matière de mix de production d'électricité et d'autre part d'être en mesure de réaliser un travail de comparaison (notamment sur les hypothèses retenues dans les différentes études dans la mesure où ces dernières ont, par définition, un impact fort sur les résultats). La mise en perspective est le second enjeu associé à l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel.

Les principes de construction des scénarios de mix électrique sont ensuite présentés succinctement. La principale évolution par rapport aux précédents exercices du Bilan prévisionnel repose dans l'élaboration de scénarios adossés sur un socle de cohérence macroéconomique et intégrant un bouclage microéconomique (c'est-à-dire une boucle de rétroaction dont le but est de vérifier la pertinence économique du maintien/développement des unités de production ou des capacités de modulation de la demande). Les principes relatifs à la simulation au pas horaire du parc sont conservés et décrits brièvement. Le renforcement du volet économique dans le Bilan prévisionnel est le troisième enjeu emporté par l'exercice 2017.

L'appel à contributions intègre les éléments suivants (i) le cadrage général de l'exercice et (ii) les hypothèses détaillées par filière.

Sur le cadrage général de l'exercice

Le cadrage précise les principales orientations sur lesquelles reposera la construction des scénarios de mix électrique :

- Quatre scénarios ;
- Deux scénarios de référence compatibles avec le cadre législatif, réglementaire et les orientations publiques actuelles ;
- Deux variantes encadrantes.

Cette trame d'analyse permettra l'appariement des différentes hypothèses.

Suite aux discussions intervenues lors de la Commission « Perspectives système et réseau », l'appel à contributions prévoit une liste des principales analyses complémentaires pouvant être réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel (p. ex : impact CO_2, analyse du paysage de défaillance). Les parties prenantes sont invitées à réagir sur cette liste et à la compléter.

Sur les hypothèses par filière

Pour chaque filière de production et d'effacement sont présentés le gisement de capacité, l'historique de l'évolution du par cet, le cas échéant, les objectifs publics associés. L'appel à contributions porte sur les propositions d'hypothèses de développement, de coûts et de délais de réalisation à l'horizon 2035.

Suite aux premiers retours réalisés en Commission « perspectives du système et du réseau », l'appel à contributions a été précisé sur plusieurs volets, notamment sur les évolutions associées au développement de l'autoconsommation, les évolutions de la filière des cycles combinés au gaz. Des éléments relatifs à la prise en compte des pays étrangers ont également été intégrés.

Les parties prenantes peuvent se positionner sur tout ou partie des hypothèses dans le cadre de leurs réponses (cadrage général et/ou hypothèses détaillées).

Les réponses aux questions (précises ou d'ordre général) permettra de compléter le jeu de données utilisé et de construire un Bilan prévisionnel basées sur et répondant aux attentes des parties prenantes.

Les parties prenantes sont invitées à répondre au document de consultation en langue française ou anglaise, avant le 28 avril 2017 inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr. Toute réponse sera considérée par défaut comme publique, sauf demande contraire de la part du répondant.

Table des matières

1 Rappel des scénarios publiés dans les millésimes antérieurs 7

2 Évolutions de contexte depuis le Bilan prévisionnel 2014 8

2.1 Évolutions législatives et réglementaires 8

2.2 Évolutions techniques 9

2.3 Évolutions sociétales 10

2.4 Cartographie des principaux scénarios apparus depuis 2014 11

3 Éléments de cadrage 13

4 Principes de construction des scénarios de mix à l'horizon long-terme 15

4.1 Déterminants clés du contexte macro-économique 16

4.2 Orientations publiques 16

4.3 Simulation des décisions relatives aux capacités prises par les agents économiques 16

5 Perspectives de développement des filières de production 18

5.1 Modélisation du coût des filières de production 19

5.1.1 Sources des données 19

5.1.2 Coûts d'investissement 19

5.1.3 Coûts de maintenance et d'exploitation 20

5.1.4 Coûts variables 20

5.2 Énergies renouvelables 21

5.2.1 Éolien terrestre 21

5.2.2 Éolien en mer et énergies marines 23

5.2.3 Solaire photovoltaïque 25

5.2.4 Hydraulique 28

5.2.5 Bioénergies 29

5.3 Nucléaire 31

5.4 Parc thermique à flamme 33

5.4.1 Cycles combinés au gaz 34

5.4.2 Groupes charbon 35

5.4.3 Centrales à cogénération au gaz 37

5.4.4 Turbines à combustion 39

5.5 Effacements 40

5.6 Stockage (autre que STEP) 42

5.6.1 Batteries 43

5.6.2 Power-to-gas 44

5.7 Interconnexions et parcs étrangers 45

5.7.1 Interconnexions 46

5.7.2 Parcs de production à l'étranger 46

1 Rappel des scénarios publiés dans les millésimes antérieurs

Les scénarios de long terme les plus récemment publiés dans le Bilan prévisionnel datent du millésime 2014.

Parmi les quatre scénarios relatifs au mix de production, seul le scénario « Nouveau mix » s'inscrivait dans la dynamique des objectifs publics pour la transition énergétique. Ainsi, la part du nucléaire était réduite pour atteindre 50% de production d'électricité et la part des énergies renouvelables correspondait à 40% de la consommation d'électricité.

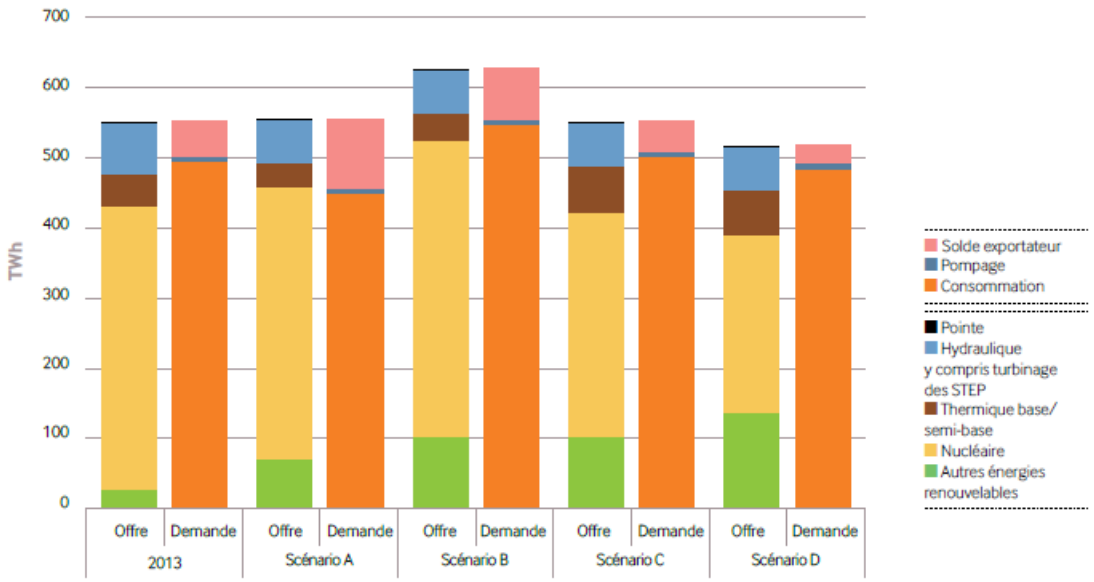
Les trois autres scénarios relatifs au mix de production prévoyaient une part du nucléaire supérieure à 50% du mix de production d'électricité et une part des énergies renouvelables significativement inférieure à 40% du mix de production d'électricité.

Enfin, les quatre scénarios prévoyaient le maintien d'une partie des groupes charbon.

Cet ensemble de scénarios n'est donc pas cohérent avec les orientations publiques adoptées depuis dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, adoptée en août 2015, et de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en octobre 2016.

Par ailleurs, les quatre scénarios envisagés pour le mix de production avaient été élaborés dans une logique encadrante sans vérifier la rentabilité économique des moyens. À titre d'exemple, le maintien d'une partie des groupes charbon est prévu dans le scénario « Nouveau mix » avec un prix du CO_2 égal à 95€/tCO_2.

Comparaison du mix électrique en 2030 dans les quatre scénarios prospectifs du Bilan prévisionnel 2014 (en énergie annuelle)[1]



[1] Le scénario « Nouveau mix » correspond au scénario D.

2 Évolutions de contexte depuis le Bilan prévisionnel 2014

2.1 Évolutions législatives et réglementaires

Contexte mondial

L'accord de Paris, adopté le 12 décembre 2015 et entré en vigueur le 4 novembre 2016, fixe de grands principes pour contenir le réchauffement climatique en deçà de 2°C à l'horizon 2100. Il prévoit un plafonnement puis, à partir de 2050, une baisse des émissions de gaz à effet de serre. Il appartient à chaque État de mettre en œuvre les engagements pris dans le cadre de cet accord.

En France, la stratégie nationale bas-carbone et la Programmation pluriannuelle de l'énergie représentent les deux vecteurs permettant de traduire ces engagements.

Contexte européen

Le cadre pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030, adopté en 2014 par le Conseil européen, fixe trois grands objectifs pour 2030 :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% (par rapport aux niveaux de 1990) ;
- porter la part des énergies renouvelables à au moins 27% de la consommation d'énergie de l'Union européenne ;
- améliorer l'efficacité énergétique d'au moins 27%.

Ce cadre s'inscrit dans le prolongement du paquet sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020. Il est également conforme à la perspective à long terme définie dans la feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 et la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050.

Le paquet « Énergie propre pour tous les Européens », proposé par la Commission européenne le 30 novembre 2016, vise à décliner ce cadre et prévoit notamment la révision de la directive pour la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive relative à l'efficacité énergétique.

Contexte national

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 fixe notamment comme objectifs de :

- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% à l'horizon 2025 et de plafonner la capacité totale installée du parc nucléaire ;
- augmenter la part des énergies renouvelables pour atteindre 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et 32% de la consommation finale brute d'énergie en 2030. Pour atteindre cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40% de la production d'électricité.

En 2016, ces objectifs ont été déclinés dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Le volet relatif à l'offre d'énergie précise les orientations et actions retenues par type d'énergie à l'horizon. Pour les énergies renouvelables, il prévoit en outre des objectifs chiffrés en matière de capacité installée et/ou de productible.

Les cadres législatifs et réglementaires successifs ont par ailleurs prévu des dispositifs de planification de la pénétration des énergies renouvelables à la maille régionale. Ces cibles ont initialement été définies dans le cadre des schémas régionaux climat air énergie (publiés entre 2012 et 2016). Elles feront l'objet de révision dans le cadre de la mise en place du nouveau découpage régional et de la clarification des compétences dévolues au niveau régional en matière de planification. En effet, les régions ont désormais l'obligation de produire un unique document de planification - schéma régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Ce schéma comprend les dispositions relatives au développement des énergies renouvelables.

Enfin, plusieurs textes de nature législatifs ou réglementaires peuvent avoir une influence sur les évolutions des différentes filières et conditionner ainsi l'offre d'électricité à l'horizon 2035. À titre d'exemple, l'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité (ordonnance n° 2016-1019) traduit une volonté de développer cette forme de production et définir un cadre de régulation favorable à son émergence (conditions de raccordement, tarification spécifique pour l'utilisation des réseaux d'électricité, mise en place d'appel d'offres spécifiques).

2.2 Évolutions techniques

Globalement, plusieurs déterminants techniques peuvent avoir un impact sur la pénétration des différentes filières de production d'électricité ou d'effacement : (i) les évolutions des rendements, (ii) les évolutions liées à l'intégration des nouvelles technologies et (iii) les évolutions des technologies de stockage d'électricité.

Évolutions des rendements

Les nouvelles capacités des différentes filières technologiques de production d'électricité bénéficient d'une amélioration des rendements par des effets d'échelle (éolien, thermique), et/ou d'efficacité (photovoltaïque - PV), et/ou de design (turbines, moteurs à combustion). Ces progrès sont toutefois plus marquées pour les filières de production émergentes ou récemment matures (éolien, PV, etc.).

Évolutions liées à l'intégration des technologies numériques

Les progrès techniques des nouvelles technologies de l'information et de la communication, des objets connectés, du *monitoring* et de la numérisation des processus se poursuivent. Ils concourent à une baisse de coûts des acquisitions, de transfert et de traitement des données de production.

Dans le domaine des effacements et de la production basée sur des unités de petite taille, ces évolutions contribuent à :

- améliorer les revenus en facilitant la participation de nouveaux acteurs ou d'acteurs de petite taille aux marchés de l'électricité (p. ex : participation accrue des petites installations au mécanisme d'ajustement grâce aux évolutions des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre et au mécanisme d'ajustement ou participation accrue des effacements grâce aux dispositions favorables à l'agrégation prévues par les règles relatives aux effacements de consommation au sein des marchés de l'énergie et de l'ajustement) ;
- réduire les dépenses d'exploitation/maintenance des unités décentralisées[2].

[2] Exploitation et surveillance à distance en hydraulique, ENR et PV par exemple.

Par ailleurs, le déploiement des compteurs communicants devrait permettre à terme aux fournisseurs de développer des gammes d'offre d'une plus grande diversité et de valoriser l'aptitude des consommateurs à moduler leur consommation.

Évolutions des technologies de stockage d'électricité

En complément des technologies ayant atteint un haut degré de maturité (STEP), les progrès sur les techniques de conversion d'énergies permettent d'enrichir l'offre d'énergie :

- Les solutions décentralisées de type eau-chaude sanitaire (électrique par accumulation ou thermodynamique, ou solaire thermique) ou par batteries type Lithium-ion sont réputées techniquement matures à court terme et potentiellement déployables si les baisses de coûts se poursuivent et si les conditions économiques sont favorables.
- Les expérimentations sur le *power-to-gas* se poursuivent. Un éventuel déploiement ne se situerait qu'en fin ou au-delà de l'horizon d'étude, dans une configuration économiquement porteuse avec une forte intégration des énergies renouvelables intermittentes.

2.3 Évolutions sociétales

Dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables, la question de l'acceptabilité sociale des nouveaux projets de développement se fait plus prégnante. Cet enjeu a été identifié dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Or l'acceptabilité joue un rôle dans le rythme de développement des filières, et constitue donc un paramètre important à prendre en compte dans le Bilan prévisionnel.

L'investissement participatif a été identifié comme l'un des vecteurs favorisant l'ancrage territorial des installations renouvelables et facilitant la réalisation des projets.

À titre d'exemple :

- l'Allemagne bénéficie d'un important niveau d'acceptabilité des ENR au niveau local et 50% de capacités renouvelables installées en Allemagne entre 2000 et 2010 ont ainsi été financés de la sorte (source IDDRI).
- En France, en 2015, seules 3% des capacités sont financées selon ce modèle (source ADEME).

Afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, la Programmation pluriannuelle prévoit donc de favoriser les projets qui mettent en œuvre des solutions d'investissement participatif dans le cadre des appels d'offre dédiés aux énergies renouvelables.

Par ailleurs, un sondage commandité par Enerplan en octobre 2016[3] met en évidence l'appétence croissante des Français pour l'autoconsommation : 69% des sondés souhaitent équiper leur logement d'une installation solaire pour alimenter leur propre consommation et 25% sont certains de le faire. Lors de la réunion de la Commission « perspectives système et réseau » du 30 mars, plusieurs personnes ont demandé une prise en compte explicite du développement de l'autoconsommation dans les futurs scénarios du Bilan prévisionnel. Il s'agit ainsi d'un facteur important de modification du paysage, identifié comme tel par les parties prenantes, et dont les impacts ne sont pas encore détaillés avec précision.

[3] http://www.enerplan.asso.fr/index.php?option=com_content&task=view&id=1736&Itemid=252

De nouveaux acteurs émergent afin de faciliter l'intégration et la valorisation des énergies renouvelables sur les marchés de l'électricité. Ils offrent des perspectives nouvelles de structuration de la filière renouvelable, notamment dans le cadre de son intégration progressive dans les marchés de l'énergie.

2.4 Cartographie des principaux scénarios apparus depuis 2014

Les scénarios sur l'évolution du secteur énergétique publiés depuis 2014 sont nombreux. Leur comparaison est délicate, dans la mesure où les exercices diffèrent souvent en matière de périmètres (France métropolitaine ou continentale ; scénario multi-énergies ou scénario ciblé sur la production d'électricité ; etc.), d'horizon temporel ou d'hypothèses retenues (gisements, coûts des différentes filières).

Lors de la réunion de la Commission « perspectives système et réseau » du 30 mars 2017, RTE a proposé de bien situer les futurs scénarios du Bilan prévisionnel par rapport à cette littérature. Cette proposition a été largement soutenue par les acteurs présents. Aussi RTE s'attachera-t-il à bien préciser les termes de la comparaison entre les scénarios long terme qu'il publiera et un certain nombre d'études publiées récemment.

Une première liste de scénarios de référence ainsi qu'une grille de lecture sont proposées ci-après. Elles ont vocation à être complétées et affinées à l'issue de l'appel à contributions, sur la base du retour des parties prenantes, afin d'être en mesure de mettre en perspective les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 par rapport à ces travaux externes et connus des parties prenantes.

Scénarios compatibles avec les objectifs de la loi relative à la transition énergétique

- ANCRE, 2016[4] : la trajectoire d'évolution du mix électrique est déclinée jusqu'en 2050 ;
- IDDRI, 2017[5] : plusieurs trajectoires pour le secteur électrique sont définies entre 2017 et 2030.

Scénarios 100% EnR à l'horizon 2050

- ADEME, 2014[6] ;
- Greenpeace, 2015[7] ;
- Négawatt, 2017[8] ;
- IRENA, 2016[9].

[4] ANCRE, 2016. Scénario « Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte » (LTECV). Novembre 2016. http://www.allianceenergie.fr/iso_album/scenario-ltecv_ag-ancre-25novembre2016.pdf

[5] IDDRI, 2017. La transition du système électrique français à l'horizon 2030. Note n°05/17 de février 2017. http://www.iddri.org/Publications/La-transition-du-systeme-electrique-francais-a-l-horizon-2030-Une-analyse-exploratoire-des-enjeux-et-des-trajectoires

[6] http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations

[7] https://www.greenpeace.fr/la-transition-energetique-est-possible-notre-scenario-vers-100-de-renouvelables/

[8] https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017

[9] http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_2016_edition_report.pdf

Scénarios proposant une part du nucléaire supérieure à 50% de la production d'électricité

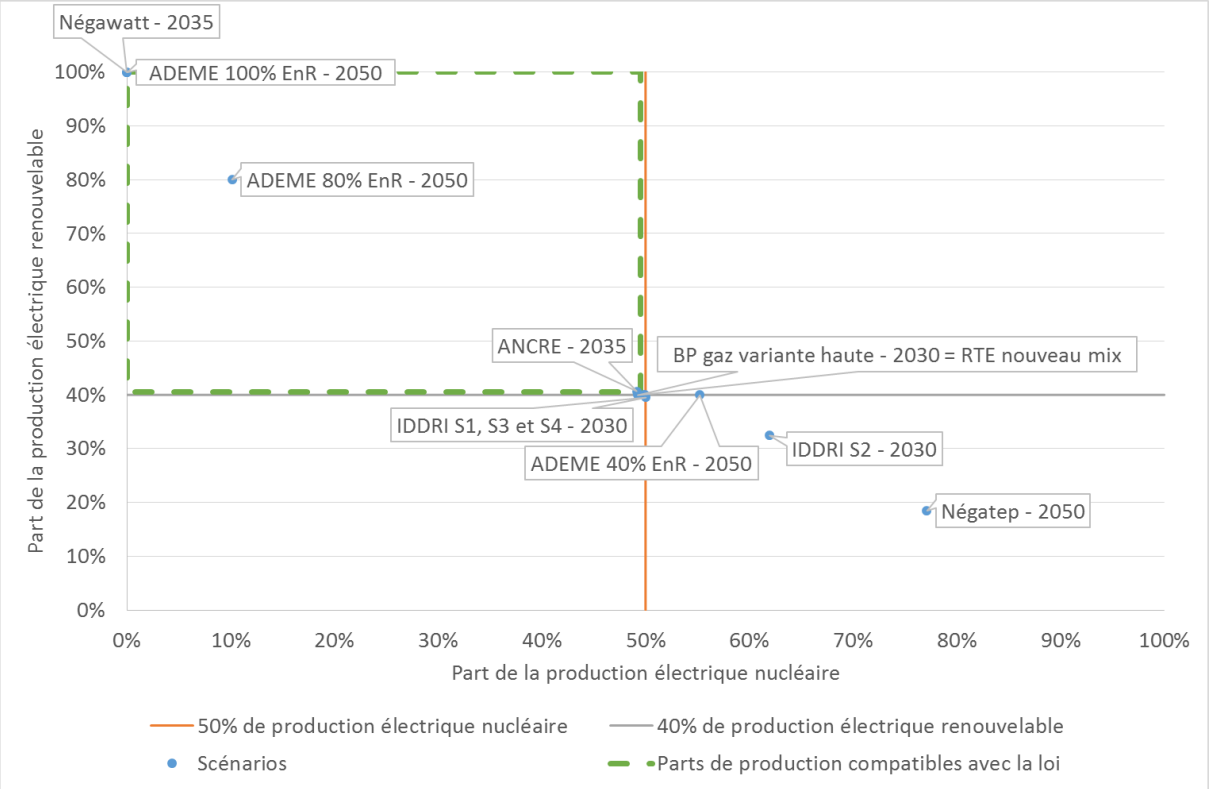
- Sauvons le climat, 2014[10] ;
- EDF R&D, 2015[11]
- Commission européenne, 2016. EU reference scenario (Energy, transport and CHG emissions trend to 2050)[12];

Autres scénarios

- GRDF, GRTgaz, SPEGNN, TIGF, 2016[13] ;
- IEA, 2016[14].

Les scénarios construits dans ces différentes publications sont présentées de façon synthétique ci-après. Le graphique ci-dessous prend en compte les scénarios bénéficiant d'une analyse détaillée du parc français.

Cartographie des scénarios publiés depuis 2014



[10] http://sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/best_of/negatep%202014.pdf

[11] https://www.edf.fr/sites/default/files/Lot%203/CHERCHEURS/Portrait%20de%20chercheurs/summarystudyres.pdf

[12] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20(2)-web.pdf

[13] http://www.grdf.fr/espace-presse/communiques-de-presse/bilan-previsionnel-pluriannuel-gaz

[14] http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/

3 Éléments de cadrage

Les scénarios relatifs au mix de production à l'horizon 2035 qui seront élaborés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 doivent traduire les évolutions présentées dans la partie 2 du présent document et être mis en perspective par rapport aux autres scénarios de prospective énergétique publiés par différentes parties prenantes.

De ce fait, il apparaît essentiel de disposer de scénarios (i) centrés sur les objectifs publics en matière de transition énergétique et (ii) basés sur des valeurs encadrantes pour les différentes filières afin d'être en mesure de refléter l'ensemble du champ des possibles, de vérifier sa cohérence du point de vue technique pour le fonctionnement du système électrique et sa crédibilité du point de vue économique.

RTE prévoit d'élaborer quatre scénarios d'offre sur la base des résultats de l'appel à contributions.

2 scénarios de référence seront centrés sur les objectifs publics :

- la part du nucléaire sera égale à 50% de la production d'électricité ;
- la part des énergies renouvelables sera au moins égale à 40% de la production d'électricité.

Les analyses prospectives doivent également permettre de dresser le champ des possibles en matière d'offre et d'envisager leur impact sur le dimensionnement du système électrique.

Dans la mesure où différentes études font actuellement état de trajectoires plus contrastées en matière de pénétration des énergies renouvelables ou d'évolution de la part du nucléaire dans la production d'électricité, il est nécessaire que le Bilan prévisionnel soit en mesure de saisir ces variantes et d'étudier leur impact sur le fonctionnement du système électrique.

2 variantes seront donc étudiées dans ce cadre :

- 1 variante orientée sur une part du nucléaire dans la production d'électricité supérieure à 50% (niveau non défini au stade de l'appel à contributions) ;
- 1 variante orientée sur une poursuite de la baisse de la part du nucléaire en-deçà de la cible des 50% (niveau non défini au stade de l'appel à contributions) ;

Dans ces variantes, la part des énergies renouvelables sera définie par hypothèses techniques ou empilement économique par rapport aux autres filières matures.

Par ailleurs, le volet économique du Bilan prévisionnel fera l'objet d'un renforcement. Ces éléments sont présentés dans la section suivante. Il s'agira notamment d'intégrer des éléments dits de bouclage microéconomique dans le but de vérifier la cohérence entre les scénarios de mix et la rationalité économique des acteurs de marchés. Une analyse *a posteriori* sera également réalisée pour assurer la cohérence entre les hypothèses macro-économiques, l'évolution de la croissance en particulier, et les investissements résultant du bouclage économique. Ces éléments ont fait l'objet d'une présentation en Commission « perspectives système et réseau » et ont suscité un intérêt important des différentes parties prenantes. La qualité d'un tel exercice repose, en partie, sur les données d'entrée effectivement retenues. En effet, des données économiques sur les différentes filières de production sont nécessaires pour réaliser le bouclage microéconomique et l'analyse de cohérence macro-économique.

RTE propose de s'appuyer sur différentes sources de données de coûts pour les différentes filières, en particulier les contributions des parties prenantes dans le cadre du présent exercice. Ainsi l'appel à

contributions vise à lister les différentes données nécessaires à la construction de ce volet économique et à les partager avec les acteurs afin de disposer d'un jeu de données transparent et construit sur la base des meilleures estimations.

Question 1. **Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?**

En complément de la construction des quatre scénarios d'offre, les travaux permettront d'apporter un éclairage sur un ensemble d'éléments complémentaires :

- Analyse du paysage de la défaillance ;
- Bilan des émissions de CO_2 ;
- Indicateurs de flexibilité ;
- Etc.

Au cours de la réunion de la Commission « perspectives système et réseau », plusieurs acteurs se sont exprimés en faveur d'un complément d'analyse sur les impacts associés aux différents scénarios de mix de production qui seront élaborés. Voici de façon non exhaustive certains des sujets évoqués : l'impact sur le mix de production en France de l'autoconsommation, des capacités d'interconnexion ou des mix énergétiques mis en œuvre dans les pays voisins. RTE demande aux parties prenantes de préciser, dans le cadre de cet appel à contributions, les contours des analyses qu'ils souhaiteraient voir développer dans ces travaux et la cohérence avec le corpus d'études proposées.

Question 2. **D'autres analyses vous sembleraient-elles nécessaires sur la base des scénarios de mix de production envisagés à l'horizon 2035 ? Pouvez-vous préciser lesquelles ?**

4 Principes de construction des scénarios de mix à l'horizon long-terme

L'analyse à long terme de l'exercice 2017 du Bilan prévisionnel a pour objectif d'éclairer les parties prenantes du système électrique sur les évolutions possibles du mix de production à l'horizon 2035. Les résultats de l'analyse pourront servir de base pour d'autres études sur l'impact de la transition énergétique sur le système électrique à propos d'autres volets que l'équilibre offre-demande, comme les émissions de CO_2[15], l'impact du développement des EnR sur le système électrique[16] ou la flexibilité du mix électrique[17]. À cet effet, cette analyse doit reposer sur un panorama du champ des possibles crédibles sur le plan technique et économique.

Le principe utilisé par RTE repose :

- sur une modélisation technico-économique du fonctionnement du parc, en fonction des caractéristiques techniques des différents moyens de production et de leur ordre de préséance économique sur le court terme (empilement par coûts marginaux croissants). Cette modélisation est effectuée en utilisant une méthode stochastique (croisement de multiples configurations d'offre et de demande) – c'est sur ce type de modélisation que reposent les précédents Bilans prévisionnels ;
- sur une modélisation technico-économique de l'évolution du parc sur le « temps long », basée sur la faculté des différents moyens de production à couvrir leurs coûts complets, en intégrant les différentes politiques de soutien mises en œuvre par les pouvoirs publics. L'ajout de cette boucle de rétroaction microéconomique est une nouveauté du présent exercice.

Cette modélisation consiste à rendre endogène, dans le modèle, les décisions relatives à l'offre (production, effacement, stockage, etc.), que prennent les différents agents économiques entre aujourd'hui et l'horizon 2035 en considérant un fonctionnement au pas horaire du système électrique afin de disposer d'un plan de démarrage techniquement réaliste du parc de production. Il s'agit de simuler comment le mix de production actuel évolue, en tenant compte de la durée de vie des moyens existants (certains de ces moyens ne pourront être présents à l'horizon 2035), du délai de développement des différentes filières et des différentes possibilités de fermetures anticipées et d'investissements futurs dans de nouvelles capacités. Cette modélisation n'a pas vocation à prédire les décisions des acteurs, mais permet de vérifier que ne figurent pas, au sein des parcs de production testés à l'horizon 2035, des unités de production dans lequel aucun acteur économiquement rationnel n'aurait pu investir ou qui n'aurait pas pu être maintenue en exploitation pour des raisons économiques.

Les décisions simulées sur les investissements (ou les fermetures) dans les capacités doivent être techniquement possibles, économiquement et industriellement rationnelles pour les agents susceptibles de les engager. Il est notamment nécessaire de prendre en considération l'ensemble des éléments pouvant influer sur la rentabilité des décisions ou limiter le champ des décisions possibles (p. ex. interdiction ou limitation introduites par les pouvoirs publics sur certaines filières).

[15] ADEME-RTE, 2016. Signal prix du CO_2. Analyse de son impact sur le système électrique européen. http://www.rte-france.com/sites/default/files/etude_signal_prix_du_co2.pdf

[16] Cf. la contribution de RTE à la PPE.

[17] RTE, 2016. Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents. Méthodologie et premiers résultats. http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf

Il est donc nécessaire de définir précisément les hypothèses qui conditionnent les décisions des agents économiques sur l'évolution du mix de production sur l'horizon considéré.

Les hypothèses comprennent (i) les déterminants clés du contexte macro-économique (prix des combustibles, demande, etc.) et (ii) les orientations publiques (contraignantes ou non contraignantes) portant sur les filières de production, et (iii) les performances techniques, coûts, délais et gisements accessibles des différentes filières.

Enfin, même si l'objectif du Bilan prévisionnel est bien d'apporter un éclairage sur l'évolution du système électrique français, il est indispensable, compte tenu des interconnexions, de représenter les évolutions sur l'offre sur l'ensemble du périmètre européen.

4.1 Déterminants clés du contexte macro-économique

Les hypothèses macro-économiques nécessaires portent sur les prix des différents combustibles utilisés pour la production d'électricité et l'évolution du produit intérieur brut (PIB) (en France et dans les autres pays européens).

Les différents scénarios considérés porteront sur ces grandeurs. L'évolution du PIB sera une grandeur structurante pour les scénarios car elle est susceptible de conditionner la capacité globale d'investissement du secteur électrique et les orientations publiques (comme précisé ci-dessous).

Les questions relatives à l'évolution du PIB se trouvent dans l'appel à contributions sur les hypothèses de demande proposées pour le Bilan prévisionnel 2017.

4.2 Orientations publiques

Les orientations publiques sur le mix de production que définissent les pouvoirs publics, en France et dans l'ensemble des pays européens, visent à l'atteinte d'objectifs portant essentiellement sur (i) la part relative de certaines filières dans le mix de production et (ii) le niveau de sécurité d'approvisionnement électrique. Ces orientations se traduisent dans le cadre de régulation, par exemple à travers la mise en place de dispositifs de soutien pour certaines filières ou l'introduction de mesures contraignantes pour certaines filières (limitation d'exploitation) et la définition de dispositifs visant à atteindre un niveau de sécurité d'approvisionnement donné.

Les scénarios d'orientations publiques qui seront considérés pour la France et les autres pays européens doivent être articulés de façon cohérente avec les scénarios de contexte macro-économique (s'agissant du PIB en particulier). En pratique il s'agit de s'assurer que les scénarios d'orientations publiques conduisant aux niveaux d'investissement les plus importants soient cohérents/compatibles avec les scénarios de croissance économique et donc avec les capacités de financement de l'économie.

Pour chaque pays, il est considéré une hypothèse sur le niveau visé de sécurité d'approvisionnement. En France, il sera supposé que le critère actuel, tel que défini par les pouvoirs publics, est conservé.

4.3 Simulation des décisions relatives aux capacités prises par les agents économiques

La simulation des décisions (investissement, déclassement, mise sous cocon, etc.) concernant le mix de production (au sens large : production, effacement, stockage) en France et dans les autres pays européens doit refléter les critères réels de décision utilisés par les agents économiques concernés.

On supposera par défaut que les agents prennent des décisions économiquement rationnelles sur la base des signaux économiques qu'ils perçoivent et des obligations résultant du cadre législatif ou

réglementaire. Ainsi chaque décision concernant les capacités, dès lors qu'elle est compatible avec les hypothèses sur les orientations publiques, sera examinée au regard des espérances de revenus et de coûts vues de l'agent considéré. Il s'agit de considérer les revenus sur les différents marchés et l'ensemble des dispositifs apportant une rémunération ainsi que les différents postes de coûts (y compris, taxes, coûts de raccordement, tarifs d'utilisation des réseaux, etc.).

Dans le cadre de simulation, toute décision considérée comme rentable pour l'agent susceptible de la prendre sera considérée comme réalisée.

Cette approche s'applique *a priori* à toutes les décisions sur le mix de production (au sens large). Cependant, elle doit se décliner de façon spécifique pour différentes catégories d'acteurs et/ou de filières :

- *Filières pilotées par les volumes*

Pour certaines filières, les orientations publiques consistent en des objectifs « de volume », portant sur le niveau de production ou leur part dans l'énergie produite ou consommée.

Dans ce cas, les décisions économiques des agents ne seront pas simulées et le volume cible est simplement considéré dans le mix. Cette cible peut consister en un niveau minimal souhaité par les pouvoirs publics. Dans ce cas, il convient de simuler les décisions d'investissement qui dépasseraient cette cible en ne considérant pour ces investissements supplémentaires aucun dispositif de soutien.

- *Autoproduction photovoltaïque*

Les décisions des consommateurs relatives au développement de moyens d'autoconsommation relèvent de la même logique générale : *a priori*, un consommateur est susceptible d'installer des panneaux photovoltaïques si l'opération lui est profitable.

Cependant, l'investissement dans des moyens d'autoproduction par les consommateurs, notamment les consommateurs particuliers, peut répondre d'une logique s'écartant de la pure rationalité économique. Il conviendra, autant que possible, d'établir des hypothèses sur ce volet (rationalité économique pure, *early-adopters*, *late-adopters*, sensibilité aux enjeux environnementaux, etc.) et les conditions d'accès au financement des consommateurs.

- *Capacités d'interconnexion*

Les décisions de développement des capacités d'interconnexions par les GRT obéissent à une logique de rentabilité pour la collectivité et à des objectifs publics. Le *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) de l'ENTSO-E estime les évolutions de capacités d'interconnexions bénéfiques pour l'intérêt collectif à l'échelle européenne. Il est proposé de s'appuyer sur ces estimations pour l'analyse de long terme du Bilan prévisionnel.

La simulation des décisions doit en théorie s'envisager de façon dynamique pour tenir compte de l'ensemble de la trajectoire sur le contexte (prix des combustibles, etc.) entre la situation actuelle et l'horizon 2035. En pratique, par souci de simplification, la simulation sera menée sur une « coupe » 2035.

Le tableau ci-après résume pour les différentes macro-filières, les déterminants considérés pour la simulation des évolutions des capacités installées.

Type de capacité		Déterminant de l'évolution des capacités
Mix de production (France + Europe)	**EnR (hors autoproduction), cogénération au gaz naturel et *power-to-gas***	**Cible publique + complément économique :** Volume minimal cible (selon scénario d'orientations publiques) + développement supplémentaire sur critère de rentabilité hors dispositif de soutien vu de l'investisseur
	PV en autoproduction	**Économique + sociologique :** Critères de rationalité des consommateurs intégrant rentabilité économique et déterminants sociologiques
	Nucléaire	**Cible publique :** Volume cible
	Charbon	**Selon orientations publiques nationales.** En France, fermeture des moyens existants
	Cycles combiné au gaz (CCG)	**Économique :** Fermeture ou développement sur critère de rentabilité (hors CCG adossés à un processus industriel, CCG fournissant également de la chaleur, etc.)
	TAC	**Économique :** Fermeture ou développement sur critère de rentabilité et de sécurité d'approvisionnement
	Effacements	**Cible publique + complément économique :** Volume minimal cible (selon scénario d'orientations publiques) + développement supplémentaire sur critère de rentabilité sans subvention et de sécurité d'approvisionnement
	Stockage batteries relié au RPT	**Économique :** Développement sur critère de rentabilité et de sécurité d'approvisionnement
Interconnexions		**Économique (collectivité) et/ou cible publique :** Développement en cohérence avec le TYNDP

Question 3. **Partagez-vous les principes de construction des scénarios décrits ci-dessus ? Pouvez-vous indiquer, le cas échéant, vos propositions en matière de représentation de telle ou telle filière ou vos propositions en matière de modélisation ?**

5 Perspectives de développement des filières de production

Pour chaque filière de production sont présentés ci-après le gisement de capacité, l'historique de l'évolution du parc, les objectifs publics. L'appel à contributions porte sur les hypothèses de développement, de coûts et de délais à l'horizon 2035. Des premières propositions d'hypothèses sont présentées dans ce document.

En préambule, la section 5.1 présente les sources et modalités de construction des coûts de production.

5.1 Modélisation du coût des filières de production

Pour construire le mix électrique en 2035 en considérant les décisions que les acteurs pourraient prendre (par exemple investir ou fermer des centrales existantes) de façon rationnelle, il est nécessaire de se placer sous l'angle de leur modèle d'affaires. Cela requiert de considérer les coûts auxquels ils sont effectivement soumis. De manière simplifiée, parmi les coûts considérés par les acteurs, seront distingués :

- les coûts d'investissement ;
- les coûts de maintenance et d'exploitation fixes et variables ;
- et les coûts variables.

5.1.1 Sources des données

Une part importante des données nécessaires au bouclage économique proviendra des documents ci-dessous :

- ADEME, 2014. Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations (ci-après ADEME 100% EnR) ;
- ADEME, 2016. Coûts de référence des énergies renouvelables ;
- Cour des comptes, 2014. Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014 ;
- IDDRI, 2017. Données de coûts de l'outil ELECSIM, mis en ligne en février 2017 ;
- IEA, 2015. Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition ;
- IEA, 2016. World Energy Outlook 2016 (ci-après WEO 2016) ;
- JRC, 2014. ETRI 2014 European Technology Reference Indicator projections for 2010-2050 (ci-après ETRI).

Le rapport de l'IEA de 2015 a l'avantage de proposer des informations spécifiques pour la France, fournies par des acteurs eux-mêmes.

Le rapport ADEME 2016 offre une photographie des coûts en France pour la plupart des technologies renouvelables de production d'électricité. Des compléments concernant de nouvelles technologies (p. ex. batteries, hydroliennes, éoliennes flottantes) s'appuieront aussi sur l'étude ETRI réalisée par le JRC.

Le rapport de la Cour de comptes fournit des informations relatives au coût de la filière nucléaire.

5.1.2 Coûts d'investissement

Le coût d'investissement comprend en premier lieu le coût de construction de la capacité, ainsi que les intérêts inter-calendaires. Pour les besoins de l'annualisation des coûts d'investissement, il est nécessaire d'estimer le coût moyen pondéré du capital ainsi que la durée de vie des installations.

Les technologies présentent différents niveaux de risque de rentabilité, aussi, le coût de leur capital diffère. RTE propose de retenir des valeurs proches des informations contenues dans le rapport 2015 de l'IEA sur ce point, en retenant de façon simplifiée trois niveaux de risque de rentabilité et donc de coût du capital, respectivement modéré, élevé et très élevé auxquels seront associés trois niveaux estimatifs de coût du capital 7%, 9% et 11%.

5.1.3 Coûts de maintenance et d'exploitation

Ces coûts intègrent différents postes dont les loyers, les frais de fonctionnement, les assurances, ainsi que l'ensemble des taxes (IFER, CET, C3S, redevance sur l'eau, taxes spécifiques à certaines technologies comme le nucléaire). Les acteurs doivent couvrir ces coûts de façon annuelle.

Par définition, le coût de maintenance et d'exploitation ne varie pas de façon significative avec l'utilisation de la capacité.

5.1.4 Coûts variables

Le coût variable des centrales se calcule à partir de leur rendement énergétique, de l'estimation des coûts des combustibles, du prix du CO_2 et d'autres coûts variables de fonctionnement estimés de façon globale comme suit.

Sauf éléments contraires fournis par les parties prenantes, aucune taxe ne s'ajoute au coût variable les combustibles des centrales électriques. Néanmoins, d'autres éléments peuvent s'ajouter aux coûts variables autres que ceux du prix des combustibles ou du CO_2, en particulier dans le cas du charbon et du gaz (p. ex. pour le coût de transport des combustibles ou leur modulation dans le cas du gaz). Ces valeurs seront estimées de façon forfaitaire et soumises à consultation. Des analyses sur la flexibilité du parc pourront recourir à des hypothèses sur le coût de démarrage des centrales de production.

RTE propose de retenir les projections du WEO 2016 pour les prix du gaz, du charbon, du pétrole et du CO_2.

Trois scénarios sont proposés par l'AIE :

- le scénario dit *Current Policies* suppose que seules les réglementations actuellement en vigueur seront retenues jusqu'en 2050, ce qui conduit à recourir encore largement aux énergies fossiles ;
- le scénario dit *New Policies* intègre toutes les annonces réglementaires formulées par les gouvernements pour réduire les émissions de CO2 et intégrer les EnR dans le cadre de l'Accord de Paris ;
- enfin, le scénario 450 ppm ou décarbonisation vise à limiter les émissions de CO2 de façon à maintenir la hausse des températures à la surface du globe en deçà de 2°C.

Les coûts des combustibles sont d'autant plus faibles qu'ils sont moins utilisés par construction, i.e. plus faibles dans le scénario 450 ppm que dans le scénario *New Policies*, puis dans le scénario *Current Policies*. Le prix du CO_2 est ordonné à l'inverse, i.e. plus élevé dans le scénario 450 ppm que dans le scénario *New Policies* puis dans le scénario *Current Policies*.

À noter que les prix relatifs à la biomasse ne sont pas disponibles dans ce document. Les valeurs utilisées sont celles du rapport ADEME 100% EnR.

Question 4.	**Proposez-vous d'autres références externes de coûts de combustibles et de CO_2 ?**

Les prix pour l'année 2035 sont estimés comme la moyenne des prix estimés par l'IEA pour 2030 et 2040. Le tableau ci-dessous les exprime en €2016 en retenant une hypothèse de taux de conversion de 0,9 €/$ en 2015.

Hypothèses proposées pour les prix de combustibles et du CO_2

Combustibles	*Current policies*	*New Policies*	*450 ppm*
Gaz (€/MBtu)	11	10	9
Charbon (€/t)	86	77	55
Pétrole (€/baril)	124	106	74
Biomasse (€/MWh)	22	22	22
CO2 (€/t)	32	39	109

Le coût variable de production des unités nucléaires fera l'objet d'un traitement spécifique en fixant normativement son coût variable à 5 €/MWh en ligne avec les données du dernier rapport de la Cour des comptes sur les coûts de l'électricité nucléaire.

5.2 Énergies renouvelables

5.2.1 Éolien terrestre

Gisement

D'après l'étude ADEME 100% ENR[18], le gisement théorique en France pour l'éolien terrestre est compris entre 120 GW et 174 GW en fonction du choix technologique.

L'atteinte d'un parc de l'ordre de 120 GW :

- en 2050, impliquerait un déploiement de l'ordre de 3 GW par an ;
- en 2035, impliquerait un déploiement de l'ordre de 5,5 GW par an.

Trajectoire historique

Durant ces 10 dernières années, le déploiement annuel d'éolien terrestre en France a varié entre 620 MW (en 2013) et 1345 MW (en 2016), pour 1 GW par an en moyenne[19].

Objectifs publics

La PPE fixe des objectifs de déploiement à fin 2023 pour la filière éolienne de 21,8 GW dans l'option basse, et de 26 GW dans l'option haute.

L'atteinte de ces objectifs nécessite une accélération du rythme actuel de déploiement. Ce rythme doit être porté à 1,5 GW/an dans l'hypothèse basse de la PPE, et à 2,1 GW/an dans l'hypothèse haute de la PPE.

Pour les 3 prochaines années, le volume prévu sous appel d'offres est de 1 GW/an.

[18] ADEME, 2016. Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations. Simulation de la production renouvelable et évaluation des gisements. Le cas des filières éoliennes terrestre et en mer, PV au sol, PV sur toitures et solaire thermodynamique

[19] Source : RTE, SER, ENEDIS, ADEeF, 2016. Panorama de l'électricité renouvelable en 2016.

Hypothèses proposées

Un volume minimal de capacité éolienne résultant des soutiens publics sera fixé *ex ante*. Néanmoins, l'éolien terrestre peut devenir compétitif avec les installations de production conventionnelle d'ici 2035. RTE propose ainsi de déterminer la capacité au-delà de ce volume minimal par un bouclage économique.

Compte tenu des éléments de trajectoires (historiques et cibles de la PPE), RTE propose les hypothèses encadrantes suivantes :

- **Hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 : 26 GW**
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement de 0,75 GW/an (proche du rythme minimal observé ces dernières années).
- **Hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 : 52 GW**
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement : 2,1 GW/an (rythme nécessaire pour atteindre l'option haute de la PPE en 2023, et maintenu au-delà).

Sous ces hypothèses, le gisement éolien terrestre ne sera pas limitant.

Question 5. **Êtes-vous d'accord pour retenir :**
- **une hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 26 GW et**
- **une hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 52 GW ?**

RTE propose de considérer les données de coûts et de durée de vie des installations provenant des coûts de références établis par l'ADEME en 2016. Les variations de coûts d'investissement et d'exploitation estimées entre 2017 et 2035 sont déduites du rapport de l'ADEME 100% ENR, et leur cohérence est vérifiée avec le rapport ETRI du JRC ou le WEO 2016 de l'IEA.

Hypothèses proposées pour la filière éolienne terrestre

Technologie	Éolien terrestre	
	Machines standard	Nouvelle génération
Taux d'actualisation	7%	7%
Durée de vie des installations (ans)	20	20
Coût d'investissement (€/kW)	1250	1450
Coût d'exploitation (€/kW.an)	47	47
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	-7%	-7%[20]
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	-7%	-7%[21]

Question 6. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la filière éolienne terrestre ?**

[20] On reprend la même hypothèse d'évolution des coûts d'ici 2035 que pour les éoliennes à machines standard.
[21] On reprend la même hypothèse d'évolution des coûts d'ici 2035 que pour les éoliennes à machines standard.

5.2.2 Éolien en mer et énergies marines

Gisement

D'après l'étude ADEME 100% ENR[22] , le gisement théorique en France s'élèverait à 20 GW pour l'éolien posé et 46 GW pour l'éolien flottant, 2 à 3 GW pour l'hydrolien marin, 10 GW d'houlomoteurs.

Trajectoire historique

Le 1er appel d'offres pour l'éolien en mer posé a été lancé en 2011 pour un volume maximum de 3 GW et une mise en service envisagée entre 2015 et 2020[23]. D'après les dernières annonces, compte tenu des recours, parmi le volume de 2 GW retenu, au moins 1,4 GW ne seront mis en service qu'après 2020.

Le 2ème appel d'offre a été lancé en 2013, pour un volume de 1 GW et une mise en service envisagée entre 2021 et 2023.

Par ailleurs, il n'y a pas d'unité de production électrique en France fonctionnant actuellement à partir d'énergies marines (éolien en mer flottant, hydrolien marin, houlomoteur), mais plusieurs projets de démonstrateurs sont en cours de déploiement.

Objectifs publics

En 2016, la PPE a fixé les objectifs suivants :

- Pour l'éolien en mer posé :
  - 0,5 GW installés avant le 31 décembre 2018,
  - 3 GW installés avant le 31 décembre 2023,
  - entre 0,5 et 6 GW de plus (avant fin 2023) en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous conditions de prix.
- Pour les énergies marines (éolien flottant et hydrolien) :
  - 0,1 GW installés avant le 31 décembre 2023,
  - entre 0,2 et 2 GW de plus (avant fin 2023) en fonction du retour d'expérience sur les fermes pilotes et sous conditions de prix.

Hypothèses proposées

Compte tenu du coût complet de la filière encore relativement élevé, du faible retour d'expérience en France et des incertitudes qui entourent la dynamique des investissements de la filière[24], RTE propose de considérer que les capacités d'éolien en mer posé et des énergies marines retenues ne sont pas issues d'un bouclage économique, mais définies *ex ante*.

[22] ADEME, 2016. Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations. Simulation de la production renouvelable et évaluation des gisements. Le cas des filières éoliennes terrestre et en mer, PV au sol, PV sur toitures et solaire thermodynamique. ADEME, 2016. Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations Simulation de la production renouvelable et évaluation des gisements. Le cas des filières hors éolien et solaire.

[23] http://proxy-pubminefi.diffusion.finances.gouv.fr/pub/document/18/11073.pdf

[24] La durée d'instruction du 1er appel d'offre pourrait ainsi dépasser les 12 ans entre la concertation préalable à l'appel d'offre et la mise en service.

Il est proposé de s'en tenir aux hypothèses basses et hautes de la PPE soit :

- Au minimum :
  - 3,5 GW d'éolien en mer posé,
  - 0,1 GW d'énergies marines (éolien flottant et hydrolien).
- Au maximum :
  - 9,5 GW d'éolien en mer posé,
  - 2,1 GW d'énergies marines (éolien flottant et hydrolien).

Question 7. **Êtes-vous d'accord avec des hypothèses de capacités installées à l'horizon 2035 comprises entre 3,5 et 9,5 GW d'éolien en mer posé, et comprises entre 0,1 à 2,1 GW d'énergies marines ?**

Question 8. **Compte tenu du caractère émergent de ces filières, quels délais moyens de réalisation préconisez-vous de retenir pour l'éolien en mer posé et les énergies marines ?**

Afin de vérifier la cohérence des coûts du mix en fonction du scénario avec les hypothèses macroéconomiques, en particulier s'agissant du PIB, RTE propose de considérer les données de coûts et de durée de vie des installations provenant des coûts de références établis par l'ADEME en 2016. Les variations de coûts d'investissement et d'exploitation estimées entre 2017 et 2035 sont déduites du rapport de l'ADEME 100% ENR et leur cohérence est vérifiée avec le rapport ETRI du JRC ou le WEO 2016 de l'IEA.

Hypothèses proposées pour l'éolien en mer et énergies marines

Technologie	**Éolien posé**	**Éolien flottant**	**Hydrolien marin**[25]
Taux d'actualisation	9%	9%	11%
Durée de vie des installations (ans)	20	20	25
Coût d'investissement (€/kW)	4100	6400	6800
Coût d'exploitation (€/kW.an)	150	190	250
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	-33%	-47%	-18%
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	-33%	-57%	-18%

Question 9. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour l'éolien en mer posé, l'éolien flottant et l'hydrolien marin ?**

[25] Estimation 2020

5.2.3 Solaire photovoltaïque

Gisement

D'après l'étude ADEME 100% EnR, le gisement de la filière PV au sol s'établirait à une capacité d'environ 48 GW pour 62 TWh de production annuelle. Celui du PV sur toitures industrielles s'élèverait à une capacité d'environ 120 GW pour 134 TWh de production annuelle et celui du PV sur toitures résidentielles s'élèverait à une capacité d'environ 240 GW pour 265 TWh de production annuelle.

La capacité installée de PV à fin 2016 s'élève à environ 7,1 GW. Environ les deux tiers sont des installations de PV sur toitures industrielles. La moitié a une capacité supérieure à 250 kWc (l'autre moitié, inférieure à 250 kWc). Le tiers restant se répartit à part relativement égales entre le PV au sol et le PV sur toitures résidentielles (de capacité inférieure à 9 kWc)[26].

Trajectoire historique

Durant ces 7 dernières années, le déploiement annuel de PV en France a varié entre environ 600 MW (en 2013 et 2016) et 1700 MW (en 2011), soit environ 1 GW par an en moyenne[27].

Objectifs publics

L'atteinte des objectifs de la PPE nécessite une accélération du rythme de déploiement pour l'amener entre 1,6 et 1,9 GW/an et atteindre respectivement les hypothèses basses et hautes de la PPE (18 200 MW et 20 200 MW).

À cet effet, la PPE fixe les orientations suivantes :

- des appels d'offres d'un volume entre 0,9 et 1,2 GW/an pour les centrales au sol, voire plus en fonction de l'atteinte de cet objectif et de l'évolution des coûts et de l'impact environnemental ;
- des appels d'offre d'un volume de 450 MW/an pour les centrales de grandes toitures (plus de 100 kWc) sur structures légères ;
- un guichet ouvert permettant de développer de l'ordre de 350 MW/an d'installations sur petites et moyennes toitures (jusqu'à 100 kWc).

Hypothèses proposées

Un volume de capacité photovoltaïque résultant des soutiens publics est fixé *ex ante*. Néanmoins, le photovoltaïque peut devenir compétitif avec les sources conventionnelles d'approvisionnement à différentes échéances en fonction de la taille des installations. RTE propose ainsi de déterminer la capacité au-delà ce volume minimal par un bouclage économique.

[26] France Territoire Solaire, 2016 Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque en France 20ème édition – Publication trimestrielle. Décembre.
[27] Source : RTE, SER, ENEDIS, ADEeF, 2016. Panorama de l'électricité renouvelable en 2016.

Compte tenu du minimum de capacité installée observée ces dernières années et du rythme nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE, RTE propose de retenir les ordres de grandeurs suivants pour fixer le volume minimal de PV au sol à l'horizon 2035 en fonction des scénarios considérés :

- Hypothèse basse en 2035 : 3 GW
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement de 130 MW/an (proche du rythme moyen observé ces dernières années[28]).
- Hypothèse haute en 2035 : 23 GW
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement : 1200 MW/an (nécessaire pour atteindre les objectifs maximaux de la PPE).

RTE propose également de retenir les ordres de grandeurs suivants pour fixer le volume minimal de PV sur toitures industrielles à l'horizon 2035 en fonction des scénarios considérés :

- Hypothèse basse en 2035 : 14 GW
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement de 450 MW/an (soit le rythme retenu par la PPE).
- Hypothèse haute en 2035 : 18 GW
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement : 700 MW/an (soit le rythme moyen observé ces dernières années).

RTE propose enfin de retenir les ordres de grandeurs suivants pour fixer le volume minimal de PV sur toitures résidentielles à l'horizon 2035 en fonction des scénarios considérés :

- Hypothèse basse en 2035 : 3,4 GW
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement de 120 MW/an (proche du rythme moyen observé ces dernières années).
- Hypothèse haute en 2035 : 7,8 GW
  - correspondant à un rythme annuel moyen de développement : 350 MW/an (nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE sur les petites et moyennes toitures)

Sous ces hypothèses, le gisement photovoltaïque ne sera pas limitant.

Question 10. **Êtes-vous d'accord de supposer :**
- **un volume minimal de PV au sol compris entre 3 et 23 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures industrielles compris entre 14 et 18 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures résidentielles compris entre 3,4 et 7,4 GW ?**

RTE propose de considérer les données de coûts et de durée de vie des installations provenant des coûts de références établis par l'ADEME en 2016. Les variations de coûts d'investissement et d'exploitation estimées entre 2017 et 2035 sont déduites du rapport de l'ADEME 100% EnR et leur cohérence est vérifiée avec le rapport ETRI du JRC ou le WEO 2016 de l'IEA.

[28] France Territoire Solaire, 2016 Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque en France 20ème édition – Publication trimestrielle. Décembre.

Hypothèses proposées pour le photovoltaïque

Technologie	PV au sol	PV toitures industrielles	PV toitures résidentielles
Taux d'actualisation	7%	7%	7%
Durée de vie des installations (ans)	25	25	25
Coût d'investissement (€/kW)	1200	1600	2640
Coût d'exploitation (€/kW.an)	30	50	70
Variation du coût d'investissement et d'exploitation entre 2017 et 2035	-32%	-55%	-55%

Question 11. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour le solaire photovoltaïque ?

Du point de vue du bouclage économique, une approche spécifique pourra également être mise en œuvre pour le cas de l'autoconsommation car la logique des consommateurs peut s'écarter de la pure rationalité économique du fait de facteurs d'origine diverses. Deux étapes seraient nécessaires.

Dans un premier temps, il s'agirait d'évaluer l'intérêt de l'autoconsommation pour les consommateurs en comparant ses gains sur sa facture d'électricité (en termes de moindre énergie facturée, moindre paiement de TURPE et des taxes telles que la TVA, la TCFE et la TICFE) avec les coûts complets d'équipement (photovoltaïque et éventuellement stockage). Par ailleurs, des sondages récents[29] montrent que d'autres éléments notamment d'ordre sociologique peuvent motiver l'autoconsommation. Concrètement, la décision finale d'investir dans des installations d'autoconsommation dépendrait *in fine* de l'intérêt économique mais également :

- de la rationalité des acteurs considérés : rationalité économique pure, *early-adopters* vs. *late-adopters*, militantisme, etc ;
- l'existence d'asymétries d'information (sur la performance et la fiabilité les équipements, sur l'évaluation de la rentabilité effective, etc.) ;
- de l'accès au financement (capacité à s'endetter, etc.).

Dans un deuxième temps, il s'agirait d'extrapoler les résultats précédents en termes de capacités PV développées à la maille France. Il serait nécessaire de catégoriser les différents types de consommateurs, d'évaluer la représentativité des catégories considérées (par exemple, nombre de sites correspondants) et de les croiser avec les simulations sur l'intérêt pour les consommateurs individuels. Les données nécessaires à l'extrapolation proviendront notamment des bases de données INSEE ainsi que de résultats d'enquêtes[30]. Par ailleurs, sous l'hypothèse d'un objectif public consistant

[29] Sondages OpinionWay :
- pour Enerplan, *Les Français et l'autoconsommation photovoltaïque*, Mai 2016
- pour Qualit'EnR, *Les Français et les énergies renouvelables - Baromètre Vague 7*, Février 2017

[30] Par exemple, enquête PHEBUS de 2013, *Performance de l'Habitat, Équipements, Besoins et Usages de l'énergie*

à atteindre une capacité photovoltaïque installé indifféremment du type d'installation, il serait également nécessaire de moduler le développement du PV au sol.

Question 12. **Pour les installations de PV sur toitures (industrielles et résidentielles), selon vous, quelles sont les sources d'information à considérer, les hypothèses et les données à prendre en compte pour ajuster la capacité développée, par exemple de façon non exhaustive, les phénomènes de développeurs précurseurs (*early-adopters*), l'existence d'asymétrie d'information sur la rentabilité attendue ou les difficultés de financement ?**

5.2.4 Hydraulique

Gisement

Le parc hydraulique français a été construit en très grande majorité avant les années 1990. Depuis, les travaux portent principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts. La puissance totale des installations est de 25,4 GW en France et se décompose comme suit :

- 7,7 GW d'usines au fil de l'eau, dont la capacité du réservoir amont est très réduite (inférieure à deux heures) et ne permet pratiquement pas de stockage : la production de ces usines dépend uniquement des apports hydrauliques instantanés ;
- 3,9 GW de type « éclusée », qui disposent d'un réservoir amont de taille moyenne (compris entre 2 h et 400 h), permettant de stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage en journée) ou hebdomadaires (stockage la nuit et les jours de week-end, turbinage en jours ouvrables) mais guère au-delà ;
- 9,6 GW d'usines de lac, dont la capacité du réservoir permet un stockage sur une période beaucoup plus longue (durée de plus de 400 heures), offrant, sauf circonstances exceptionnelles, la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment ;
- 4,2 GW de stations de transfert d'électricité par pompage (STEP), où le remplissage du réservoir amont à l'aide de pompes, en période de faible consommation résiduelle, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

Hors STEP, le potentiel hydraulique est considéré globalement exploité en France.

Objectifs publics

Dans le cadre de la PPE, l'objectif de développement de la filière hydroélectrique est une stabilisation de la capacité installée d'ici 2018, correspondant à une production de 61 TWh (hors STEP) et une cible à 2023 située entre 25,8 et 26 GW correspondant à une production respective de 63 TWh et 64 TWh.

Par ailleurs, la PPE fixe l'objectif d'engager d'ici à 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités entre 2025 et 2030.

Hypothèses proposées

Hors STEP, en l'absence de gisements et de projets identifiés, le parc hydraulique est supposé stable d'ici 2035.

Pour chaque scénario, l'évolution de la capacité de STEP sera déterminée par un calcul basé sur un bouclage économique. À cet effet, RTE propose de considérer les données de coûts suivantes

provenant d'une étude de l'UFE[31]. Tous les paramètres pour les STEP sont supposés constants d'ici 2035. On peut noter que le coût d'investissement retenu par l'UFE est dans le bas de la fourchette de l'étude du JRC. Les coûts variables de turbinage et de pompage correspondent au TURPE.

Hypothèses proposées pour l'hydraulique

Technologie	STEP
Taux d'actualisation	11%
Coût d'investissement (€/kW)	1325
Coût d'exploitation (€/kW)	18
Coût variable de turbinage (€/MWh)	0,20
Coût variable de pompage (€/MWh)	3,10

Question 13. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacités et de coûts proposées pour la filière ?

Les dernières mises en service de STEP en France remontent aux années 80.

Question 14. Compte tenu de l'absence de mise en service récente en France, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous de retenir une STEP ?

5.2.5 Bioénergies

Gisement

Aujourd'hui, sont installés 881 MW de capacités d'incinérations de déchets ménagers, 591 MW de biomasse, 390 MW de biogaz[32] et 57 MW de déchets de papeterie[33].

D'après les études de l'ADEME (100% ENR et visions 2030-2050), les gisements supplémentaires disponibles à l'horizon 2050[34] sont de :

- 2,5 GW pour la filière biomasse ;
- 6 GW en biogaz par méthanisation.

Trajectoire historique

Entre 2009 et 2015, les différentes filières de bioénergies se sont développées au rythme suivant[35] :

[31] UFE, 2013. Note d'explication du modèle économique d'une STEP. GT STEP UFE
[32] Les installations de biogaz sont pour 75% des installations utilisant du biogaz de décharge produit à partir de stockage de déchets non dangereux, pour 20% des installations de méthanisation de déchets et résidus de l'agriculture et pour 10% des stations d'épuration.
[33] Source : RTE, SER, ENEDIS, ADEeF, 2016. Panorama de l'électricité renouvelable en 2016.
[34] Le rapport ADEME 100% ENR indique également un gisement pour les capacités d'installations d'incinération de déchets de 400 MW déjà largement dépassé. On propose donc de ne pas le retenir.
[35] Source : PPE 2016.

- pour la filière d'incinération des déchets ménagers 30 MW/an ;
- pour la filière bois énergie 50 MW/an ;
- pour la filière biogaz de l'ordre de 30 MW/an[36].

Objectifs publics

La PPE prévoit des appels d'offre tri-annuels spécifiques pour développer :

- de 50 à 100 MW par an la filière bois-énergie ;
- de 10 MW par an la filière biogaz, dont environ la moitié par méthanisation.

Jusqu'en 2023, la PPE cible un maintien du rythme pour la filière bois-énergie et un accroissement du rythme pour la filière biogaz jusqu'à 50 à 60 MW/an développés dont 20 à 30 MW/an pour la méthanisation.

Aucun objectif chiffré n'est fixé pour les autres types d'installation de bioénergies dans la PPE. Il est seulement précisé que « *pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz de décharge, de biogaz issu des stations d'épuration et de l'incinération de déchets ménagers, l'objectif est d'équiper les sites existants de moyens de production d'électricité permettant de valoriser l'énergie produite lorsque cela est économiquement pertinent* ».

Hypothèses proposées

RTE propose que les capacités de bioénergies ne soient pas définies par un bouclage économique, mais définies *ex ante*. Ces capacités pourront néanmoins différer entre les scénarios, plus ou moins favorables au développement des EnR.

Il est proposé de retenir les trajectoires basses et hautes de rythme de développement définies dans la PPE, en les prolongeant à l'horizon 2035, soit :

- pour la filière d'incinération des déchets ménagers une stabilité de la capacité installée de la capacité installée ;
- pour la filière bois-énergie une capacité installée comprise entre 1500 et 2400 MW ;
- pour la filière biogaz une capacité installée comprise 1200 et 1500 MW.

Les valeurs maximales de capacités pour ces filières sont susceptibles d'être augmentée si cela apparaît nécessaire dans un mix s'orientant vers un recours exclusif à des sources renouvelables à terme.

Question 15. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacité pour les bioénergies ?

Afin de vérifier la cohérence des coûts du mix avec les hypothèses macroéconomiques en particulier s'agissant du PIB, RTE propose de s'appuyer sur les données de coûts de référence de l'ADEME pour la filière bois-énergie et biogaz[37] et sur les données de coût provenant du rapport ADEME 100% EnR pour la filière d'incinération des déchets. Les variations de coût d'investissement et d'exploitation pour ces trois filières sont tirées du rapport ADEME 100% EnR.

[36] Au sein de la filière biogaz, les rythmes de développement moyens sont de l'ordre * +20MW/an pour les installations utilisant du biogaz de décharge produit à partir de stockage de déchets non dangereux, ** +10MW/an pour les installations de méthanisation de déchets et résidus de l'agriculture, *** +1 MW/an pour les installations utilisant du biogaz produit par les stations d'épuration

[37] En les identifiant respectivement à la dénomination biomasse et méthanisation dans le document de l'ADEME

Hypothèses proposées pour les bioénergies

Technologie	Cogénération bois-énergie	Cogénération biogaz	Incinération des déchets
Taux d'actualisation	9%	9%	9%
Durée de vie des installations (ans)	20	20	25
Coût d'investissement (€/kW)	4000	7500	6500
Coût d'exploitation fixe (€/kW.an)	-	-	100
Coût d'exploitation variable (€/MWh)	15	90	-
Variation du coût d'investissement et d'exploitation entre 2017 et 2035	0%	-43%	0%

Question 16. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les filières de bioénergies ?

5.3 Nucléaire

Gisement

À ce stade et cet horizon d'étude, on considère que l'avenir de la filière n'est pas contraint par le gisement de sites[38] mais plutôt par les volets règlementaire, technique ou économique.

Trajectoire historique et projection

Le parc nucléaire est composé de trois paliers techniques standardisés :

- le palier « 900 MW » comprenant 34 réacteurs (démarrés[39] pour l'essentiel entre 1977 et 1984), dont notamment les réacteurs de Fessenheim ;
- le palier « 1300 MW » comprenant 20 réacteurs (démarrés entre 1984 et 1993) ;
- le palier « 1450 MW » ou « N4 » comprenant 4 réacteurs (démarrés entre 1996 et 1999).

Le développement du parc nucléaire a fait l'objet d'un investissement très concentré sur la période 1980-1990, avec des pointes d'installations pouvant atteindre jusqu'à 7000 MW par an.

Ce parc sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR (*European Pressurised Water Reactor*) d'une puissance nominale de 1650 MW, sur le site de Flamanville. La mise en service de ce réacteur doit être coordonnée avec l'arrêt de la centrale de Fessenheim s'inscrira dans le cadre du plafond de capacité instauré par la loi de transition énergétique[40].

En France, l'autorisation d'exploiter un réacteur nucléaire ne précise pas de limite dans le temps. En contrepartie, l'article 29 de la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire du 13 juin 2006 impose que l'exploitant d'un réacteur nucléaire réalise tous les dix ans un réexamen de la sûreté de son installation.

[38] La question pourrait se reposer à plus long terme, dans le cadre du passage à la génération 4.
[39] Au sens de la première divergence, la mise en service commerciale s'effectuant plus tard
[40] Décret n° 2017-508 du 8 avril 2017 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim

L'Autorité de sûreté nucléaire doit rendre un avis générique sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique fin 2018. Par ailleurs, pour chaque tranche, la prolongation sera conditionnée à la réalisation d'éventuels travaux d'adaptation et, *in fine*, à l'autorisation de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Objectifs publics

La loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe un plafond de capacité installée à 63,2 GW. Par ailleurs, la loi de transition énergétique fixe comme objectif de baisser la part du nucléaire à 50% de la production d'électricité à l'horizon 2025.

Hypothèses proposées

RTE propose de construire deux scénarios centraux dans lesquels la part du nucléaire serait ramenée à 50 % de la production. Ces deux scénarios seront complétés par deux variantes encadrantes : une variante orientée sur une part du nucléaire dans la production d'électricité est supérieure à 50%, et une variante orientée sur une poursuite de la baisse de la part du nucléaire en-deçà de la cible des 50%.

Question 17. Avez-vous des remarques sur ce cadrage concernant la filière nucléaire ? En particulier, quelles variantes proposez-vous d'étudier ?

Afin de vérifier la cohérence des coûts du mix en fonction du scénario avec les hypothèses macroéconomiques, en particulier s'agissant du PIB, RTE propose de considérer les données de coûts et de durée de vie des installations provenant les rapports de la Cour des comptes de 2014 et de l'IEA de 2015 et 2016.

Hypothèses de coûts proposées pour la filière nucléaire

Technologie[41]	**Nucléaire 2ème génération rénové**	**Nucléaire 3ème génération**
Risque de rentabilité	Modéré à élevé	Elevé
Durée de vie des installations (ans)	20	60
Coût d'investissement (€/kW)	1200[42]	6500[43]
Coût d'exploitation (taxes comprises) (€/kW.an)	127[44]	95[45]
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	0%	-14%[46]
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	0%	0%
Variation du rendement entre 2017 et 2035	-	-

Question 18. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la production nucléaire de 2ème génération et de 3ème génération ?

5.4 Parc thermique à flamme

En fonction des scénarios considérés, la part de production du parc thermique à flamme résultant du bouclage économique pourrait être conséquente, ce qui pourrait conduire à augmenter significativement les émissions de CO_2 du secteur électrique.

Question 19. Considérez-vous que la production de l'ensemble du parc thermique à flamme doive être contrainte par un volume global d'émissions de CO_2 à l'horizon 2035 ?

[41] IEA, 2015. Projected cost of generating electricity. Edition 2015.
[42] Le rapport de l'IEA 2015 mentionne un chiffre de l'ordre de 900 €/kW pour les coûts d'investissement de maintenance et de prolongation des centrales françaises alors que les chiffres de la Cour des comptes peuvent indiquer une valeur plus proche de 1200 €/kW quoique l'ensemble des données nécessaires à un calcul précis ne soit pas disponible. L'IDDRI s'appuie ainsi sur un coût d'investissement de 1600 €/kW dans son étude de la transition énergétique en France et sur un chiffre plus proche de 1200 €/kW pour ses travaux avec Agora Energiewende. Nous proposons de retenir la valeur de 1200 €/kW, à débattre.
[43] IEA 2016, World Energy Outlook.
[44] Ce chiffre est déduit du rapport de la Cour des comptes 2014.
[45] Les impôts et taxes sont déduits du rapport de la cour des comptes 2014. Les autres coûts d'exploitation sont supposés constants entre 2017 et 2035. Il est proposé de retenir l'estimation faite dans le rapport de l'IEA de 2015.
[46] La réduction attendue du coût d'investissement du nucléaire est déduit du coût actuel de l'EPR de Flamanville et du coût moyen du nucléaire mentionné dans le rapport de l'IEA 2015 pour des installations de série.

À l'horizon 2030, selon la PPE, le biogaz devrait représenter 10% du gaz injecté dans le réseau de gaz.

Question 20. Quelle valeur proposez-vous de retenir sur la part du biogaz injecté dans le réseau de gaz à l'horizon 2035, afin d'en tenir compte dans le calcul des émissions de CO_2 du secteur électrique ?

5.4.1 Cycles combinés au gaz (CCG)

Gisement et trajectoire historique

Le parc actuel compte 14 CCG en service pour une puissance installée de l'ordre de 6,2 GW. Ce parc devrait être complété dans quelques années d'une unité d'environ 420 MW[47]. Aucun autre projet n'est annoncé pour l'instant à moyen terme. En dehors d'une incitation à la localisation, le gisement de sites propices est fonction de plusieurs paramètres : proximité des réseaux de gaz et d'électricité pour minimiser les coûts de raccordement, d'eau pour assurer une source froide. Par ailleurs, le choix du site doit minimiser l'impact environnemental et la réalisation effective reste suspendue à l'acceptation locale.

Plusieurs CCG ont été implantés par reconversion de sites comportant initialement (ou encore) des centrales à charbon ou au fioul (Pont sur Sambre, Émile Huchet (2), Martigues (2), Blénot). D'autres l'ont été sur ou à proximité de zones industrielles comportant des activités de sidérurgie ou de transport de gaz (par exemple DK6, Cycofos, Montoir, Combigolfe).

À la fin des années 2000, dans un contexte d'anticipation de hausse de la consommation, de nombreux projets étaient envisagés par les investisseurs (jusqu'à environ 16 GW pour 36 projets de CCG[48]). Compte tenu de ce volume et de l'existence d'un certain nombre de sites d'anciennes installations au charbon (typiquement les groupes 250 MW) ou au fioul, on peut estimer au premier ordre, que le potentiel de nouveaux CCG ne sera pas limité par les sites disponibles, mais plutôt par des conditions économiques, d'acceptabilité et/ou de maitrise des émissions de CO_2.

Objectifs publics

En dehors du soutien au projet de CCG de Landivisiau, la PPE ne mentionne pas de cible d'investissement sur cette filière, et limite théoriquement le fonctionnement de nouvelles installations. Le décret relatif à la PPE dispose que :

« Lorsqu'une installation située en métropole continentale produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles et émet des gaz à effet de serre, l'autorisation d'exploiter mentionnée à l'article L. 311-5 restreint le nombre maximal annuel d'heures de fonctionnement équivalentes à pleine puissance, afin de respecter la valeur limite d'émissions de gaz à effet de serre de 2,2 kilotonnes de CO2 équivalents émis annuellement par mégawatt de puissance installée. »

En considérant pour un CCG un taux moyen d'émissions de CO_2 de l'ordre de 0,4 t/MWh, cela représente environ 5500 heures équivalentes pleine puissance (HEPP) par an.

[47] Projet de Landivisiau, porté par Direct Énergie, bénéficiant d'une incitation à la localisation dans le cadre de la sécurisation électrique de la Bretagne,
[48] Cf. BP 2009, en complément au 6 GW de CCG installés en 2008.

Hypothèses proposées

Pour chaque scénario du Bilan prévisionnel, l'évolution du parc de CCG sera déterminée par bouclage économique, notamment en fonction des trajectoires retenues sur la filière nucléaire et sur les filières renouvelables subventionnées. Selon les scénarios, des CCG pourront être construits ou déclassés.

Le nombre de CCG pouvant techniquement être construits d'ici 2035 n'est pas considéré comme limitant dans le bouclage économique de chaque scénario. L'hypothèse de capacité minimale est quant à elle fixée à 1,2 GW, correspondant à la capacité de DK6 (unité associée à un process industriel), additionnée à celle du projet de Landivisiau.

Question 21. **Êtes-vous d'accord pour une capacité minimale installée de CCG de 1,2 GW ?**

Pour prendre en compte les CCG dans le bouclage économique, RTE propose de considérer les données de coûts provenant du rapport de l'IEA sur le coût des technologies de production d'électricité en 2015. Par ailleurs, RTE propose de retenir les mêmes coûts d'exploitation pour les installations existantes et pour les nouvelles installations. Les coûts d'investissement et d'exploitation sont par ailleurs supposés constants d'ici 2035.

Hypothèses proposées pour les cycles combinés au gaz

Technologie[49]	**CCG**
Taux d'actualisation	7%
Durée de vie des installations (ans)	30
Coût d'investissement (€/kW)	830
Coût d'exploitation (€/kW.an)[50]	46
Coût variable hors combustible et CO_2 (€/MWh)	1,6
Coût de démarrage – composante de coûts fixes (€/MW)	25
Coût de démarrage – consommation de combustible (GJ/MW)	7,6

Question 22. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les cycles combinés au gaz ?**

5.4.2 Groupes charbon

Gisement

Le parc actuel se limite à 5 tranches, dont 3 qui ont fait l'objet de lourds investissements pour porter leur durée de vie jusqu'à 2035. Il n'y a pas de projet en cours de développement.

[49] IEA, 2015. Projected cost of generating electricity. Edition 2015.

[50] Les coûts d'exploitation des CCG sont calculés à partir des valeurs hors taxes de l'IEA (2015). Cet ordre de grandeur est cohérent avec la proportion annoncée par le JRC (2014). Des taxes sont ajoutées, estimées à partir de communication sur la centrale de Blénod (EDF, 2015. Dossier de presse. La centrale à cycle combiné au gaz naturel (CCG) de Blénod).

Trajectoire historique

Le parc charbon français a été construit en deux temps : le développement de groupes de 250 MW dans les années 1970 ainsi que d'un groupe de 600 MW, suivi dans les années 1980 de la mise en service de cinq groupes de 600 MW, portant ainsi la capacité installée totale à 6,9 GW en 2013. Après plusieurs décennies de fonctionnement, la filière charbon a été fortement affectée par l'évolution des réglementations environnementales européennes. Celles-ci limitent fortement les émissions autorisées de polluants atmosphériques (dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières), avec des seuils fixés pour la période 2008-2015 par la directive GIC41 et au-delà par la directive IED42. Ainsi depuis 2013, les fermetures de centrales non conformes se succèdent. Au total, près de 4 GW de puissance installée ont été retirés du parc entre 2013 et fin 2015. Les 5 centrales encore en service respectent les directives relatives aux émissions de polluants.

Objectifs publics

La PPE ne prévoit pas de nouveaux investissements dans cette filière. Par ailleurs, l'article 10 du décret relatif à la PPE dispose que :

« *aucune nouvelle installation de production d'électricité à partir de charbon non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du dioxyde de carbone (CO_2) ne sera autorisée en métropole continentale* ».

Enfin la PPE prévoit, dans le document de synthèse, de « *se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023)* ».

Hypothèses proposées

Compte tenu des contraintes pesant sur la filière charbon, il est cohérent de considérer qu'il n'y aura pas de nouvelles installations en France sur l'horizon d'étude et que les groupes actuels seront déclassés pour obsolescence d'ici 2035. Ainsi, la capacité maximale du parc charbon en 2035 dans les scénarios du Bilan prévisionnel sera au maximum de 1,8 GW. RTE propose de retenir les hypothèses de coûts suivantes.

Hypothèses proposées pour les centrales à charbon

Technologie[51]	**Charbon**
Coût d'exploitation (€/kW.an)[52]	50
Coût variable hors combustible et CO_2 (€/MWh)	3,3
Coût de démarrage - composante de coûts fixes (€/MW)	70
Coût de démarrage - consommation de combustible (GJ/MW)	18

Pour chaque scénario, sur la base d'un bouclage économique, des déclassements pourront intervenir avant la fin de durée de vie technique.

Question 23. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses retenues pour la filière charbon ?**

[51] IEA, 2015. Projected cost of generating electricity. Edition 2015.
[52] Source : JRC, 2014. ETRI. Des taxes à hauteur de 10 €/kW.an ont été ajoutées en supposant ce niveau similaire à celui pour les CCG.

5.4.3 Centrales à cogénération au gaz

Gisement

Actuellement, la capacité du parc installé est d'un peu plus de 4 GW, constituée pour moitié environ d'unités sous contrat d'obligation d'achat et pour moitié d'unités dont le contrat a expiré et dont la production électrique est valorisée sur le marché de gros.

À part 4 unités de 120 MW, la puissance des installations actuelles s'échelonne généralement de quelques MW à une quarantaine MW. Compte tenu de la faible taille des installations, le gisement dépend principalement de la possibilité, de valoriser simultanément de l'électricité et de la vapeur (ou de la chaleur) à proximité. Il est ainsi difficile de préciser le gisement pour ces installations. L'estimation faite en 2010 par le Ministère en charge de l'énergie évaluait à 30 GWe le gisement technique à l'horizon 2020[53].

En ce qui concerne le gisement sur les segments résidentiel et tertiaire pour cette filière. Le Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2016-2035[54] estime les volumes d'équipements suivants :

- des micro-cogénérations gaz pour environ 200 000 à 1 200 000 logements à horizon 2035 ;
- des cogénérations gaz (pour > de 1000 m2) pour 50 à 100 millions de m².

Objectifs publics

Le décret relatif à la PPE ne fixe pas d'objectif chiffré pour le développement des cogénérations au gaz naturel.

La PPE recommande cependant de « *privilégier des investissements permettant une flexibilité et une transformation ultérieure aisée vers la cogénération à partir de ressources renouvelables* ».

Concernant les limites d'émissions de CO_2 de 2,2 kt/MW par an (Art 10-1 de la PPE) appliquées aux nouvelles installations, le décret précise que pour les installations de cogénération, « *les émissions considérées sont celles correspondant à la seule production d'électricité* ». Compte tenu des ordres de grandeurs, ce plafond n'est pas limitatif en termes de nombres d'heures de fonctionnement annuel.

Hypothèses proposées

Les capacités sont fixées *ex ante* sur la base des hypothèses suivantes.

Hypothèse basse :

Certaines installations de cogénération sont nécessaires à la production de vapeur pour des procédés industriels. RTE propose de considérer comme hypothèse basse le maintien d'une partie du parc pour cette fonction. La capacité correspondante estimée est de l'ordre de la moitié du parc actuel. Par ailleurs sur le développement des micro- et mini-cogénérations, il est proposé de reprendre les estimations basses du Bilan pluriannuel gaz. La capacité de production électrique pourrait alors être estimée à environ 2,7 GWe, composés :

[53] http://www.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/Analyse%20du%20potentiel%20national%20de%20la%20cog%C3%A9n%C3%A9ration%20%C3%A0%20haut%20rendement%20(%C3%89tude%20r%C3%A9alis%C3%A9e%20%C3%A0%20la%20demande%20de%20la%20DGEC%20par%20I%20Care%20Environnement).pdf

[54] GRDF, GRTgaz, SPEGNN, TIGF, 2016. Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2016. Perspectives gaz naturel et renouvelable. http://www.grdf.fr/documents/10184/1291504/Perspectives-gaz-naturel-et-renouvelable.pdf/9ef0b81d-5873-469d-b2ac-2ba8d42370db

- d'environ 2 GWe pour les cogénérations renouvelées ;
- d'environ 0,2 GWe pour des micros-cogénérations en résidentiel (en considérant 1kWe par installation) ;
- d'environ 0,5 GWe pour des cogénérations en résidentiel collectif et tertiaire (en considérant 1kWe pour 100 m²).

Hypothèse haute :

Compte tenu du potentiel technique actuellement largement sous-exploité, et du caractère assez ancien de l'étude du MEED, il est proposé de considérer 80% du gisement projeté en 2020 de l'étude du MEED de 2010 hors résidentiel et tertiaire, soit 10 GWe, auquel on ajoute les perspectives hautes du bilan pluriannuel gaz pour les micro-cogénérations et les cogénérations des secteurs résidentiels et tertiaire, soit environ 12 GWe composés :

- d'environ 10 GWe pour les réseaux de chaleur, l'industrie et autres (principalement serres) ;
- d'environ 1,2 GWe pour des micros-cogénération en résidentiel (en considérant 1kWe par installation) ;
- d'environ 1 GWe pour des cogénérations en résidentiel collectif et tertiaire (en considérant 1kWe pour 100 m²).

Question 24. Êtes-vous d'accord avec l'hypothèse d'un parc de centrales à cogénération au gaz compris entre 3 GW et 12 GW à l'horizon 2035, soit environ 0,75 à 3 fois le parc actuel ?

Le tableau qui suit présente les données de coûts proposées pour les cogénérations au gaz naturel provenant de l'étude ETRI du JRC.

Hypothèses proposées pour la cogénération au gaz naturel

Technologie	Cogénération au gaz naturel
Risque de rentabilité	Modéré
Durée de vie des installations (ans)	30
Coût d'investissement (€/kW)	1025
Coût d'exploitation (€/kW.an)	50[55]
Coût variable hors combustible et CO_2 (€/MWh)	4
Variation du coût d'investissement et d'exploitation entre 2017 et 2035	-2%

Question 25. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les centrales à cogénération au gaz naturel ?

[55] Nous avons supposé que les cogénérations CCG supportaient le même niveau de taxes que les CCG standard, venant s'ajouter aux autres coûts d'exploitation.

5.4.4 Turbines à combustion

Gisement

Le parc actuel compte 13 unités de forte puissance, alimentées au fioul ou au gaz (certaines sont bi-combustibles) pour une puissance de l'ordre de 1,9 GW. La majorité de ces installations est relativement récente[56].

Trajectoire historique

Environ la moitié du parc actuel a été installée entre 2008 et 2010.

Objectifs publics

La PPE ne fixe pas d'objectifs de développement pour cette filière. Par contre, la réglementation fixe le risque de défaillance en moyenne à 3h/an. Selon les scénarios, le parc de turbines à combustion pourra évoluer pour permettre de respecter cet objectif.

Hypothèses proposées

Il est proposé de ne pas borner le développement des turbines à combustion : pour chaque scénario, le développement résultera du bouclage économique qui permettra notamment de respecter le critère de risque de défaillance. On considère que les nouvelles turbines à combustion utiliseront du gaz comme combustible.

Pour prendre en compte ces turbines à combustion dans le bouclage économique, RTE propose de considérer les données de coûts provenant du rapport de l'IEA de 2015 sur le coût des technologies de production d'électricité. Par ailleurs, RTE propose de retenir les mêmes coûts d'exploitation pour les nouvelles installations, les installations existantes, et les turbines à combustion existantes fonctionnant au fioul. Les coûts d'investissement et d'exploitation sont supposés constants d'ici 2035.

Hypothèses proposées pour les turbines à combustion

Technologie[57]	**TAC gaz**
Taux d'actualisation	7 à 9%
Durée de vie des installations (ans)	30
Coût d'investissement (€/kW)	450
Coût d'exploitation (€/kW.an)	24[58]
Coût variable hors combustible et CO2 (€/MWh)	1,6
Coût de démarrage – composante de coûts fixes (€/MW)	20
Coût de démarrage – consommation de combustible (GJ/MW)	0,2

Question 26. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses relatives aux turbines à combustion ?**

[56] Environ 1.6 GW mis en service après 1997
[57] IEA, 2015. Projected cost of generating electricity. Edition 2015.
[58] Nous avons supposé que les TAC gaz supportaient le même niveau de taxes en €/kW.an que les CCG standard, venant s'ajouter aux autres coûts d'exploitation.

5.5 Effacements

Gisement et trajectoire historique

La capacité d'effacement installée en France est aujourd'hui comprise entre 2,5 GW et 3 GW. Cette capacité totale a eu tendance à diminuer depuis les années 90, où 6 GW étaient disponibles.

Depuis, la capacité s'est stabilisée aux alentours de 3 GW, rémunérée par des mécanismes de marché dédiés (AO effacements) ou ouverts à l'ensemble des capacités (mécanisme d'ajustement, marché de gros *via* le dispositif NEBEF, réserves rapide et complémentaire, services système).

Les acteurs semblent indiquer qu'il est possible d'atteindre à nouveau les 6 GW de capacités à condition que le contexte économique s'améliore. Sans augmentation de la rémunération accessible sur ces mécanismes, la capacité d'effacement devrait se stabiliser autour du niveau actuel.

Objectifs publics

La PPE prévoit un objectif de développement des capacités d'effacement électrique, tous types confondus, de 5 GW en 2018 et de 6 GW en 2023.

Hypothèses proposées

L'ADEME réalise actuellement une étude sur le gisement d'effacement tertiaire et industriel et le coût d'investissement en fonction de la part exploitée du gisement. RTE propose de s'appuyer sur cette étude et sur ses propres estimations pour estimer le gisement global et les coûts associés aux effacements.

Les données utilisées *in fine* dans le Bilan prévisionnel seront recalées en fonction des valeurs retenues dans la version finale de l'étude de l'ADEME. Les données pour les effacements basés sur la production de groupes électrogènes et les effacements diffus sont des estimations RTE, à débattre. Elles seront en outre mises en cohérence avec les résultats définitifs des travaux sur l'évaluation socioéconomique des *smart grids* actuellement menés par RTE, l'ADEME et les gestionnaires de réseau de distribution. Les coûts sont exprimés en euros constants.

Question 27. Proposez-vous d'autres sources sur le gisement et le coût des effacements ?

Pour tous les types d'effacement, quatre types de données sont précisées :

- l'estimation du gisement ;
- les coûts fixes annuels des effacements (somme des coûts fixes d'exploitation et des coûts d'investissement annualisés) estimés à partir de la rémunération annuelle attendue en fonction du gisement exploité[59] ;
- les éventuelles contraintes d'activation ;
- et les coûts d'activation.

On distingue les coûts pour quatre types d'effacement :

- les effacements dits gris basés sur la production de groupes électrogènes ;
- les effacements par modulation de charge sur des périodes longues (de l'ordre de 8 heures) dans le secteur industriel ;

[59] Puisque les données de coût fixe pour les effacements ne sont disponibles qu'en valeur annualisée à partir de la rémunération attendue, une hypothèse sur le coût du capital n'est pas nécessaire pour les effacements.

- les effacements par modulation de charge sur des périodes courtes (2 heures à énergie inchangée) dans le secteur industriel et tertiaire ;
- les effacements diffus.

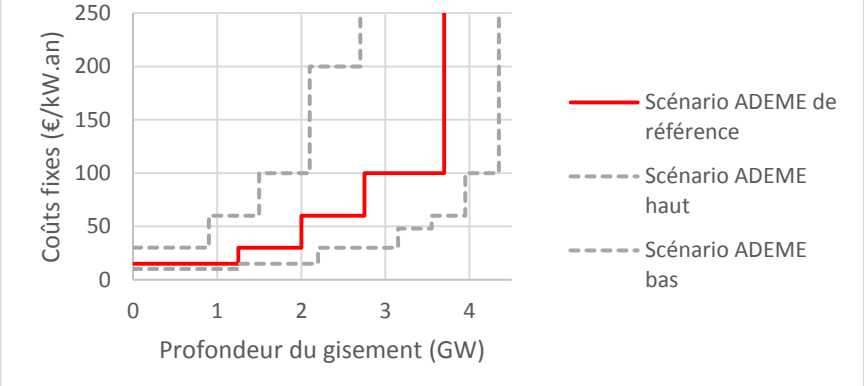
Le tableau suivant présente les données de coût estimées par RTE pour les effacements basés sur la production de groupes électrogènes. Les coûts fixes annualisés sont supposés constants quel que soit le gisement exploité.

Hypothèses proposées pour les effacements basés sur la production de groupes électrogènes

Caractéristiques techniques	Valeur
Gisement estimé	1 GW
Rémunération attendue / coût fixe annualisé (€/kW.an)	15
Contraintes d'activation	Aucune
Coût d'activation (€/MWh)	300

Le tableau ci-dessous présente les données de coûts pour les effacements de charge sur des périodes longues réalisés uniquement dans le secteur industriel d'après le rapport ADEME en cours de réalisation. Les coûts fixes annualisés sont supposés croître avec la part du gisement exploité. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, l'ADEME considère trois scénarios de coûts, un scénario haut, un scénario bas et un scénario de référence. À titre indicatif, dans son scénario de référence, 2,8 GW de capacité de ces effacements présentent un coût fixe annualisé inférieur à 60 €/kW.an.

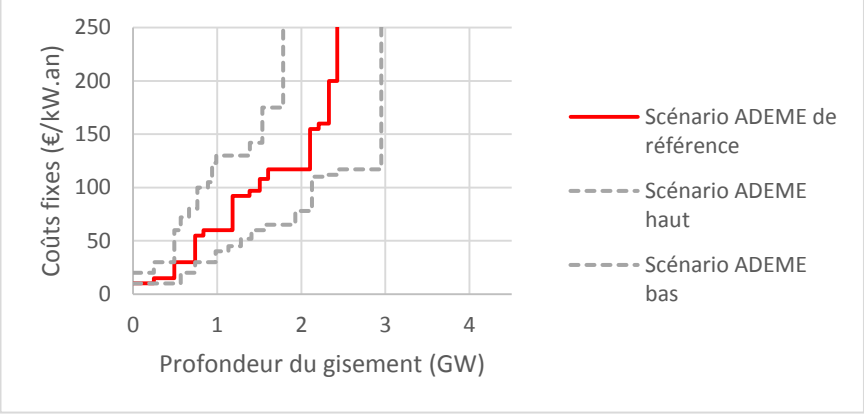
Hypothèses proposées pour les effacements longs industriels

Caractéristiques techniques	Valeur
Gisement	4,3 GW
Rémunération attendue / coût fixe annualisé (€/kW.an) en fonction du gisement exploité	 Figure 1 : Attentes de rémunération des capacités d'effacement par modulation de charge sur des périodes longues dans le secteur industriel (source : ADEME)
Contraintes d'activation	Maximum 8 heures
Coût d'activation	300 €/MWh (incluant le coût de l'énergie reportée)

Le tableau suivant présente les données de coûts pour les effacements de charge sur des périodes courtes (avec une consommation énergétique inchangée sur deux heures consécutives) réalisés dans les secteurs industriel et tertiaire d'après le rapport ADEME en cours de réalisation. Les coûts fixes

annualisés sont également supposés croître avec la part du gisement exploité selon trois scénarios différents considérés par l'ADEME, un scénario haut, un scénario bas et un scénario de référence. À titre indicatif, dans son scénario de référence, 1,3 GW de capacité de ces effacements présente un coût fixe annualisé inférieur à 60 €/kW.an.

Hypothèses proposées pour les effacements courts industriels et tertiaires

Caractéristiques techniques	Valeur
Gisement	3 GW
Rémunération attendue / coût fixe annualisé (€/kW.an) en fonction du gisement exploité	 Figure 2 : Attentes de rémunération des capacités d'effacement par modulation de charge sur des périodes courtes dans le secteur industriel (source : ADEME)
Contrainte d'activation	Energie inchangée sur 2 heures
Coût d'activation	0 €/MWh

Le tableau ci-dessous présente les données de coûts pour les effacements diffus nécessitant des box installées par les fournisseurs pour piloter la consommation.

Hypothèses proposées pour les effacements diffus

Caractéristiques techniques	Valeur
Gisement	3 GW
Rémunération attendue / coût fixe annualisé (€/kW.an)	Entre 30 et 140
Contraintes d'activation	Au plus 4 heures non consécutives par jour en hiver
Coût d'activation (€/MWh)	0

Question 28. **Êtes-vous d'accord avec les gisements et les coûts proposés pour les différents types d'effacements ?**

5.6 Stockage (autre que STEP)

Les solutions de stockage d'électricité contribuant de façon effective au fonctionnement du système électrique sont aujourd'hui limitées aux réservoirs hydrauliques dont le gisement est contraint.

Les évolutions technologiques récentes ouvrent de nouvelles perspectives au stockage d'électricité, en particulier les batteries et les technologies *power-to-gas* permettant la conversion de l'électricité en gaz. Ces solutions peuvent *a priori* contribuer, sans contrainte de gisement, à l'équilibre offre-demande à différents horizons temporels.

5.6.1 Batteries

Gisement

Sauf exception (p. ex. dans le cadre de démonstrateurs *smart grids*), il n'existe pas à l'heure actuelle de batteries connectées au réseau. Pour autant, il n'existe pas de contraintes de gisement sur cette technologie à l'échelle de la France et l'utilisation de cette forme de stockage d'électricité est amenée à s'accroître à l'avenir.

Objectifs publics

La PPE ne fixe pas d'objectifs chiffrés pour le développement de stockage sous forme de batteries reliées au réseau. Elle fixe néanmoins des orientations visant à favoriser le développement de cette technologie, notamment grâce à des appels d'offre spécifiques pour développer cette solution dans les situations économiquement pertinentes d'ici 2023 et la mise en œuvre de projets de R&D ou de démonstration.

Hypothèses proposées

Il est proposé de faire dépendre le développement des batteries d'un bouclage économique.

S'agissant des hypothèses de coûts, RTE propose de considérer les données de coûts correspondant à celles d'une batterie stationnaire lithium-ion. Les données de coûts actuels correspondent aux valeurs pour un modèle PowerPack de Tesla. Les variations de coûts d'ici 2035 sont estimées à partir des données de coûts du rapport ETRI du JRC.

Hypothèses proposées pour les batteries

Technologie	**Stockage Li-ion**
Risque de rentabilité	Élevé à Très élevé
Coût d'investissement (€/kWpuissance)	160
Coût d'investissement (€/kWhstockage)	360
Coût d'exploitation (€/kW.an)	5
Rendement	90%
Variation du coût d'investissement en puissance entre 2017 et 2035	-43%
Variation du coût d'investissement en stockage entre 2017 et 2035	-13%

Le coût d'exploitation et le rendement des batteries sont supposés constants entre 2017 et 2035.

Question 29. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les batteries ?**

5.6.2 Power-to-gas

Gisement

S'agissant d'une technologie émergente, le parc installé en France se limite pour l'instant à des démonstrateurs (par exemple la plateforme MYRTE[60], ou les projets Jupiter[61] et GRHYD).

Le gaz est produit par un électrolyseur utilisant une production électrique, et peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz. Le gisement d'énergie stockable dépend de plusieurs facteurs :

- la capacité du réseau gaz (environ 137 TWh actuellement) ;
- la nature du gaz produit : hydrogène (plus facile à produire) ou méthane (nécessite des étapes complémentaires) ;
- l'adaptation du réseau de gaz à une proportion croissante d'hydrogène.

À l'heure actuelle, on estime à 2% (en énergie), la part de gaz obtenu par conversion de l'électricité qui pourrait être injecté dans le réseau gazier.

Une étude commanditée par GRTgaz, GrDF et l'ADEME[62] évalue sur des scénarios à forte pénétration d'EnR, un possible développement de *power-to-gas* de 1200 à 1400 MW à horizon 2030 (pour valoriser entre 2,5 et 3 TWh d'électricité et produire 1,8 à 2 TWh de gaz de synthèse).

Objectifs publics

La PPE ne fixe qu'un objectif de développement de démonstrateur pour cette filière à l'horizon 2023.

Hypothèses proposées

Pour le développement du *power-to-gas* à l'horizon 2035, RTE propose de retenir comme :

- borne basse : 0 MW compte tenu des incertitudes sur l'évolution des coûts de cette technologie
- borne haute : 1,4 GW en reprenant la borne haute de l'étude commanditée par l'ADEME, GRTgaz et GrDF

Cette technologie permettrait de valoriser les excédents de production renouvelable dans les scénarios présentant un très fort taux de pénétration d'EnR, mais demeurerait marginale en 2035. Pour déterminer le volume à développer dans ce cas en-deçà du volume maximum du gisement, les données suivantes seront utilisées dans le bouclage micro-économique. Elles proviennent de l'étude réalisée pour l'ADEME, GRTgaz et GrDF sur la question[63].

[60] Il s'agit d'une chaîne mise en service en 2012 en Corse, combinant une source d'électricité (0,5 MW de PV), un électrolyseur d'hydrogène associé à une capacité de stockage de 1,75 MWh et une pile à combustible.

[61] Il s'agit de 2 électrolyseurs de 0,5 MW (technologies Alkaline & PEM) permettant la production d'hydrogène et de méthane de synthèse

[62] GRDF, GRTgaz, SPEGNN, TIGF, 2016. Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2016-2035, http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF.pdf

[63] E&E Consultant, Hespul, Solagro, 2014. Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire. Etude réalisée pour l'ADEME, GRTgaz et GRDF

Hypothèses proposées pour la filière power-to-gas

Technologie	Power-to-gas
Risque de rentabilité	Elevé
Durée de vie des installations (ans)	20[64]
Coût d'investissement (€/kW)	1600[65]
Coût d'exploitation (€/kW.an)	110[66]
Coût d'exploitation variables hors du prix de l'électricité (€/MWhe)	11,2[67]
Variation du coût d'investissement et d'exploitation entre 2017 et 2035	-60%

Question 30. **Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour la filière *power-to-gas* ?**

Question 31. **Compte tenu du caractère émergent de cette filière, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous pour une installation de *power-to-gaz* ?**

5.7 Interconnexions et parcs étrangers

Aujourd'hui, la France est structurellement exportatrice. En 2016, le solde exportateur est évalué à +39,1 TWh (71,7 TWh d'exports et 32,6 TWh d'imports). Cette situation pourrait évoluer d'ici à 2035 en fonction du développement des interconnexions, de l'évolution des consommations et des parcs de production européens. Par conséquent, les hypothèses retenues à l'étranger sont structurantes pour apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France à l'horizon 2035.

Le Bilan prévisionnel modélise 11 pays d'Europe de l'Ouest, en plus de la France, à savoir : l'Irlande, l'Irlande du Nord, la Grande-Bretagne, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg, l'Allemagne, la Suisse, l'Italie, l'Espagne, le Portugal.

[64] Estimation à partir de la durée de vie en heure de fonctionnement (de l'ordre 50 000 heures) en supposant un fonctionnement à mi-puissance de façon continue.

[65] On considère une valeur moyenne du CAPEX des estimations pour les électrolyseurs et les installations de méthanation, à laquelle on ajoute 30% de frais d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre de façon similaire aux travaux d'E&E Consultant et al. (2014).

[66] On considère une part moyenne des coûts d'exploitation annuels comparés aux coûts d'investissement pour les électrolyseurs et les installations de méthanation.

[67] Les hypothèses suivantes sont considérées pour aboutir à ce chiffre. Le rendement de conversion de l'électricité vers le gaz (H2 ou CH4) est en moyenne de l'ordre de 75%. Les coûts d'exploitation variables de cette technologie hors prix de l'électricité (hors taxes TURPE) comprennent le prix de l'eau nécessaire au processus estimée à 4 €/m^3 – http://www.eaufrance.fr/les-actualites/en-france-le-prix-moyen-de-l-eau, et le prix d'achat du CO2 pour la méthanation (estimée à 30 €/t_{CO2} – à ne pas confondre avec le prix du CO2 que doivent acquitter les moyens de production thermique). La consommation d'eau des technologies de *power-to-gas* est en moyenne de l'ordre de 0,7 m^3/MWh_{PCS} et la consommation de CO2 pour les installations de méthanation de l'ordre de 0,09 t_{CO2}/MWh_{PCS}. S'ajoute également 3,10 €/MWh d'électricité consommée au titre du TURPE.

5.7.1 Interconnexions

À long terme, le Bilan prévisionnel établit des hypothèses de capacités d'interconnexion entre tous les pays modélisés. Ces hypothèses sont déterminées à partir de la liste des projets de l'exercice biannuel TYNDP[68] d'ENTSO-E qui sert également de support à la valorisation des projets.

Trois trajectoires encadrantes sont alors construites comportant plus ou moins de capacités d'échanges et en fonction des études de valorisation du TYNDP. Un appairage est ensuite réalisé avec les scénarios en fonction de la pertinence économique ou technique de ces ouvrages.

Sur la base du TYNDP 2016, RTE propose de retenir de façon provisoire une capacité d'import à l'horizon 2035 comprise entre 16 et 24 GW et une capacité d'export comprise entre 21 et 31 GW.

Question 32. **Avez-vous des remarques sur ces hypothèses ?**

5.7.2 Parcs de production à l'étranger

Le Bilan prévisionnel établit également des hypothèses de parcs étrangers à partir d'une analyse *bottom-up* et jusqu'au long terme en s'appuyant sur plusieurs sources d'informations[69]. Les évolutions des mix de production des pays voisins sont du ressort de leurs propres politiques énergétiques. Ainsi, lorsqu'ils sont disponibles, les scénarios nationaux des pays de la zone d'étude servent de guide pour construire les hypothèses à long terme.

La construction des parcs à l'étranger est le résultat de trois étapes successives.

La première consiste à identifier la structure de l'offre classique, comme par exemple les grands rapports entre le charbon, le gaz, le nucléaire, dans chaque pays étranger grâce aux orientations nationales (par exemple : FES[70] en Grande-Bretagne ou NEP[71] en Allemagne) et aux analyses réalisées groupe à groupe. Ce socle est commun aux différents scénarios du Bilan prévisionnel afin de construire un même référentiel d'étude pour les scénarios français étudiés.

Par défaut, lorsqu'il n'existe pas de date de déclassement connu ou de retour d'expérience suffisant pour le pays considéré, les groupes sont supposés être déclassés selon des durées de vie normatives de l'ordre de :

- 20 ans pour les énergies renouvelables (notamment éoliennes) ;
- 40 ans pour les cycles combinés au gaz et les turbines à combustion ;
- 45 ans pour les centrales à charbon et au gaz conventionnel ;
- 50 ans pour les centrales nucléaires.

Question 33. **Avez-vous des suggestions complémentaires sur la prise en compte des parcs étrangers ? Notamment, quelles études ou données proposez-vous d'utiliser ?**

[68] Ten Year Network Development Plan

[69] Données fournies par les GRT à ENTSO-E dans le cadre du TYNDP, données publiques des producteurs et des acteurs du système électrique, base de données privée de suivi des groupes de production, objectifs nationaux et réglementaires.

[70] Future Energy Scenarios de National Grid

[71] Netzentwicklungsplanstrom des GRT allemands

La seconde étape consiste à identifier trois trajectoires de développement des énergies renouvelables en fonction des objectifs nationaux par pays. Le développement de ces énergies à l'étranger relève donc seulement des politiques de nos voisins. On associera par la suite une hypothèse de déploiement fort en France avec un déploiement fort généralisé en Europe.

La dernière étape permet d'assurer une cohérence de ces parcs en installant ou retirant des groupes sur un critère économique et dans l'objectif d'atteindre globalement les critères de sécurité d'approvisionnement de nos voisins lorsqu'ils sont connus. Cet ajustement dépend des scénarios français et des trajectoires de développement des énergies renouvelables.

Afin de capter des changements possibles dans la structure de l'offre étrangère avec un référentiel à l'étranger commun entre les scénarios, plusieurs niveaux de prix des combustibles et du CO_2 (issus du WEO 2016) sont retenus. Ils permettent, par exemple, d'inverser l'ordre de mérite entre le charbon et le gaz et d'identifier des changements de flux et soldes importants en Europe.