Consultation publique : cadrage et hypothèses de l'étude

Bilan prévisionnel – édition 2025 :

Actualisation du Bilan prévisionnel 2023 et analyses spécifiques au dimensionnement du parc de production et de flexibilités des prochaines années, en lien avec la refonte du mécanisme de capacité et la réforme européenne du marché de l'électricité

Synthèse

Date de publication : 18 mars 2025

Date limite de réponse : 8 avril 2025

Mail : rte-concerte-bp@rte-france.com

Dans le cadre de ses missions et conformément au code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage et l'évolution du système électrique, ainsi que les perspectives sur l'équilibre offre-demande et le niveau de sécurité d'approvisionnement.

Le Bilan prévisionnel 2023 a permis de décrire dans le détail des trajectoires de transformation du système énergétique permettant d'atteindre les objectifs publics en matière de lutte contre le changement climatique (paquet *Fit for 55*) d'ici 2035 (première marche vers la neutralité carbone) et de réindustrialisation, décrites dans la famille de scénarios A**.** Il a également permis de réaliser des analyses de risque sur des configurations en retard (famille B) ou de « mondialisation contrariée » (famille C). Cette vaste étude, déclinée en 12 chapitres thématiques, a contribué à fournir des éclairages pour alimenter le débat et les décisions publiques relatives à la nouvelle stratégie française énergie-climat (PPE3, SNBC3) et avait notamment mis en évidence l'importance de développer la flexibilité du système dans son ensemble pour accompagner la décarbonation de l'économie.

Le Bilan prévisionnel 2025 visera de manière générale à actualiser les scénarios du dernier exercice en fonction des dernières tendances, comme RTE le fait à chaque édition, et aura par ailleurs plusieurs objectifs spécifiques :

1) **produire un socle d'études d'une part pour le paramétrage du futur mécanisme de capacité et d'autre part pour le développement des flexibilités avec la réalisation d'une « évaluation des besoins de flexibilités » telle que prévue par la réforme *Electricity Market Design*. Cette nouvelle édition du Bilan prévisionnel jouera donc un rôle spécifique et inédit pour le dimensionnement opérationnel du système en capacité et en flexibilité à l'horizon 2030-2035.**
2) **intégrer à l'analyse un nouveau type de scénario dégradé dans le cadrage (scénario « D »), fondé sur un rythme de croissance de la consommation d'électricité faible combiné à une poursuite du développement de la production d'électricité bas-carbone. Ce type de scénario répond à la demande de nombreuses parties prenantes, et permet d'étudier en détail les conséquences d'une désynchronisation durable entre l'offre (dynamique haussière) et la demande d'électricité (stable), notamment en ce qui concerne l'ampleur et la profondeur de la modulation du parc nucléaire ou des écrêtements renouvelables, d'en évaluer les coûts économiques, et d'en tirer les conséquences sur le dimensionnement du parc de production.**

Le Bilan prévisionnel 2025 intervient dans un contexte particulier, empli de fortes incertitudes concernant l'évolution de la consommation d'électricité au cours des prochaines années.

D'un côté, les ambitions et les objectifs officiels en matière de décarbonation et de souveraineté industrielle et numérique sont plus élevés que jamais et de très nombreux projets de nouveaux sites ou d'électrification de sites existants ont émergé ces trois dernières années en suivant les différents plans et stratégies mis en place par le Gouvernement. De l'autre, le contexte présente différents sujets de vigilance laissant à penser que la consommation d'électricité évoluera plus lentement que dans les trajectoires les plus ambitieuses du Bilan prévisionnel 2023 : le taux de concrétisation des projets d'électrification ou de nouveaux sites industriels reste aujourd'hui faible (de nombreux projets sont reportés voire abandonnés ou tardent à prendre leur décision finale d'investissement), l'électrification se produit à un rythme très faible et, en tout état de cause, moindre que celui qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques et les perspectives pour l'industrie française et européenne tendent plutôt à se dégrader. Dans l'ensemble, la consommation d'électricité en France a aujourd'hui cessé de baisser (+0,7% de consommation corrigée entre 2024 et 2023 d'après les données du dernier bilan électrique national) mais la dynamique reste faible et incertaine par rapport aux scénarios les plus hauts du Bilan prévisionnel 2023.

Ceci conduit finalement à une incertitude majeure sur l'ampleur de l'évolution de la consommation d'électricité au cours des prochaines années.

En comparaison, la situation de la fin des années 2010, marquée par des ambitions d'électrification et de réindustrialisation plus faibles et un nombre de projets (ou demandes de raccordement) de nouveaux sites industriels ou de décarbonation très limité, laissait entrevoir de manière assez certaine que la consommation d'électricité n'était pas orientée à la hausse. RTE avait ainsi publié à cette époque des prévisions stables ou baissières, et c'est bien en ce sens que la consommation d'électricité a évolué les années suivantes. L'exercice de prévision est aujourd'hui plus délicat car le sens de l'évolution de la consommation dépendra très fortement du taux de concrétisation des projets, en lien avec l'évolution des politiques publiques de très court terme (cadre réglementaire et de soutien public) et du contexte économique.

Cette incertitude pose ainsi des questions importantes pour le dimensionnement de l'ensemble du système électrique. Dans son plan stratégique de développement du réseau (SDDR 2025), RTE a par exemple présenté une stratégie priorisée et adaptable en fonction de la dynamique de concrétisation des projets ayant contractualisé leur accès au réseau et en fonction des demandes complémentaires des pouvoirs publics. Cette stratégie permet de préparer le réseau électrique à l'arrivée des nouveaux sites de production et de consommation et d'accompagner voire, dans certains cas, de rendre possible le mouvement d'électrification et de réindustrialisation tout en maîtrisant la trajectoire d'investissement dans l'infrastructure.

Des problématiques similaires se posent pour le dimensionnement du système en matière de sécurité d'approvisionnement ainsi que pour l'exploitation et le fonctionnement du système tout au long de l'année. Dans ses dernières publications (bilan du premier semestre 2024, passage de l'été, bilan électrique national), RTE a par exemple mis en évidence :

- **les conséquences techniques du « nouvel équilibre » du système électrique français, avec la multiplication de périodes d'abondance de production conduisant à des situations de prix nuls ou négatifs et des points de vigilance sur les marges à la baisse.**
- **les premières conséquences économiques dans le cas où la production d'électricité bas-carbone et notamment la production renouvelable variable continuerait à se développer alors que la consommation d'électricité resterait atone.**

Dans ce contexte, RTE prépare et étudie différentes configurations contrastées sur la consommation dans ce nouveau Bilan prévisionnel 2025, qui font l'objet de cette consultation publique et sur lesquelles les parties prenantes sont invitées à s'exprimer.

En particulier, le prochain Bilan prévisionnel présentera un nouveau type de scénario dans le cadrage (scénario « D »), fondé sur un rythme de croissance de la consommation d'électricité faible et une poursuite du développement de la production d'électricité bas-carbone, afin d'intégrer l'évolution du système au cours des deux dernières années et évaluer les conséquences possibles pour l'équilibre offre-demande en électricité en France dans les prochaines années.

Sur le plan de l'évolution de l'offre (production nucléaire, renouvelable, thermique ainsi que stockage), plusieurs variantes visent à être étudiées autour des principaux scénarios afin d'approfondir l'analyse des enjeux technico-économiques sur le fonctionnement de l'équilibre offre-demande. Il s'agira en particulier d'étudier en détails les besoins de flexibilité dans les différentes variantes, en fonction des capacités de modulation du parc nucléaire et des installations renouvelables. L'évolution de la modulation du parc nucléaire en lien avec le nouvel équilibre du système et ses conséquences pour l'exploitation du système (vieillissement du parc, ampleur des modulations et type de modulation, etc.) fait notamment l'objet d'une attention toute particulière : RTE a déjà consacré des analyses dédiées à cette problématique dans ses dernières publications (chapitre 6 du BP2023, bilan électrique national 2024) et celles-ci seront à nouveau approfondies en s'appuyant sur les nouveaux scénarios du Bilan prévisionnel 2025.

Par rapport à la précédente édition, le Bilan prévisionnel 2025 sera centré sur les questions techniques (sécurité d'approvisionnement, gestion des pointes et des creux) et économiques relatives aux différents scénarios envisageables à moyen terme. Les volets thématiques sur les nouveaux usages (bâtiments, hydrogène, transports) ne seront pas actualisés et les analyses du contexte macroéconomique seront remobilisées pour le cadre d'analyse du nouveau Bilan prévisionnel.

Dans la continuité des derniers Bilans prévisionnels, RTE lance un appel à contributions, visant à solliciter les acteurs sur les éléments nécessaires à l'élaboration de cet exercice. L'appel à contributions a pour ambitions : (i) de solliciter l'avis des acteurs sur les hypothèses principales nécessaires à l'élaboration de l'analyse de l'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel, (ii) de renforcer le partage et la transparence sur ces hypothèses et (iii) in fine d'améliorer le diagnostic qu'il produit.

Cet appel à contributions porte sur les hypothèses principales qui seront retenues dans le cadre des analyses du Bilan prévisionnel 2025 : hypothèses de cadre macroéconomique, d'évolution de la demande et du parc de production et de flexibilités, ainsi que des conditions de rentabilité économique (revenus et coûts).

Il convient de noter que toutes les hypothèses proposées dans ce document constituent des hypothèses de travail provisoires, pour discussion avec l'ensemble des parties prenantes, et ne préjugent pas de celles qui seront retenues dans la publication finale du Bilan prévisionnel. Celles-ci pourront évoluer en fonction des retours de la concertation et des résultats de simulation obtenus progressivement.

Conformément à l'article L.141-8 du code de l'énergie, les parties prenantes sont tenues de partager toutes les informations utiles à l'établissement du Bilan prévisionnel. Les répondants peuvent se positionner sur tout ou partie des hypothèses et sont invités à soumettre un document de réponse public qui sera publié sur le site de la concertation de RTE. Ce document peut être accompagné d'une partie confidentielle contenant des informations et des chiffres complémentaires et dont la confidentialité sera préservée par RTE dans les conditions prévues à l'article L.142-1 du code de l'énergie.

Les réponses doivent être adressées avant le 8 avril inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr ou par mail à l'adresse rte-concerte-bp@rte-france.com.

Au cours du déroulement de l'étude, des groupes de travail thématiques seront organisés afin de détailler des hypothèses, méthodes ou résultats spécifiques. Compte tenu de l'articulation avec la mise en place du nouveau mécanisme de capacité prévue en 2026, l'étude sera menée dans un calendrier très contraint, conduisant à compresser certains délais de concertation.

Sommaire

Synthèse 2

Sommaire 6

1. Cadrage général du Bilan prévisionnel 2025 7

1.1. Une mise à jour nécessaire pour intégrer l'évolution du contexte au cours des deux dernières années et pour dimensionner opérationnellement le système électrique des prochaines années 7

1.2. Les principaux enjeux du Bilan prévisionnel 2025 8

1.3. Les scénarios envisagés pour le Bilan prévisionnel 2025 11

2. Cadrage macroéconomique 13

3. Hypothèses pour les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité 16

3.1. Secteurs des bâtiments (résidentiels et tertiaires) 17

3.2. Datacenters 18

3.3. Secteur des transports (hors hydrogène) 19

3.4. Secteur industriel et production d'hydrogène 21

3.5. Récapitulatif concernant les hypothèses sur la consommation 23

3.6. Flexibilités de consommation 24

4. Hypothèses pour les perspectives d'évolution de la production d'électricité 26

4.1. Nucléaire 26

4.2. Energies renouvelables 28

4.3. Thermique à flamme 32

4.4. Moyens de stockage 33

5. Hypothèses sur les interconnexions et l'évolution de la consommation, de la production à l'échelle européenne 35

6. Hypothèses pour les analyses économiques et le paramétrage du mécanisme de capacité : hypothèses de prix des commodités et des coûts des technologies 37

6.1. Des hypothèses de coûts à consolider 38

6.2. Projection des revenus et hypothèses sur les prix des commodités 41

1. Cadrage général du Bilan prévisionnel 2025

1.1. Une mise à jour nécessaire pour intégrer l'évolution du contexte au cours des deux dernières années et pour dimensionner opérationnellement le système électrique des prochaines années

L'élaboration et la publication d'un Bilan prévisionnel pluriannuel constituent une des missions légales de RTE, dont le cadre est défini par l'article L.141-8 du code de l'énergie. Cette publication vise notamment à éclairer les perspectives d'évolution du système électrique, identifier les risques pour l'équilibre offre-demande en électricité et évaluer le « bon » dimensionnement des infrastructures (parc de production et de flexibilités, les besoins en matières d'infrastructures de réseau étant étudiés dans le Schéma décennal de développement du réseau – SDDR – dont RTE a publié les principales orientations le 13 février).

Le Bilan prévisionnel 2023 a ainsi permis de décrire dans le détail la 1ère marche vers la neutralité carbone, en présentant les trajectoires permettant d'atteindre les objectifs publics en matière de lutte contre le changement climatique (paquet *Fit for 55*) et de réindustrialisation, décrites dans la famille de scénarios A. Cette étude a également permis de réaliser des analyses de risque en considérant des configurations en retard (famille B) ou de « mondialisation contrariée » (famille C).

Depuis l'élaboration et la publication des principaux résultats du Bilan prévisionnel 2023, le fonctionnement du système a évolué vers un « nouvel équilibre », marqué notamment par :

- des niveaux de consommation d'énergie restés en retrait par rapport aux niveaux des années 2014-2019, avant la crise sanitaire (à la fois sur le gaz et l'électricité) ;
- une production bas-carbone qui croît fortement en France (restauration d'une meilleure disponibilité nucléaire et rythme de développement des renouvelables proche des objectifs publics du projet de SFEC) et en Europe (l'Allemagne pourrait avoir raccordé près d'une quinzaine de gigawatts de solaire sur l'année 2024) ;
- des prix des énergies qui ont reflué depuis 2023 et la fin de la crise énergétique.

La dynamique observée sur l'évolution de la consommation d'électricité ne permet pas à ce stade d'établir de tendance certaine sur l'électrification des usages et l'évolution de la demande dans les années à venir. De nombreux projets ont émergé ces dernières années : ils ont sécurisé leur accès au réseau et certains sont à des stades avancés mais leur horizon de mise en service demeure souvent incertain.

Cette situation laisse néanmoins entrevoir la possibilité que la croissance de la consommation d'électricité se fasse plus lentement au cours des prochaines années qu'anticipé dans les scénarios les plus ambitieux en matière d'électrification en vue d'atteindre les objectifs publics (scénarios A du BP2023).

Ce type de configuration ne correspond pas exactement aux scénarios déjà étudiés dans le BP2023. En particulier, les scénarios B reposent sur un retard du mouvement de décarbonation dans son ensemble (retard en matière d'électrification auquel s'ajoute également un retard dans le développement des renouvelables). Quant aux scénarios C (mondialisation contrariée), ils reposent sur une croissance économique et de l'activité industrielle plus faible que dans les scénarios A, ainsi que sur des hypothèses de prix élevés du gaz et du CO_2 conduisant ainsi à des prix élevés sur le marché de l'électricité. Ces scénarios décrivent ainsi des trajectoires possibles vers la neutralité carbone mais ne reflètent qu'imparfaitement la tendance actuelle qui caractérise le système électrique.

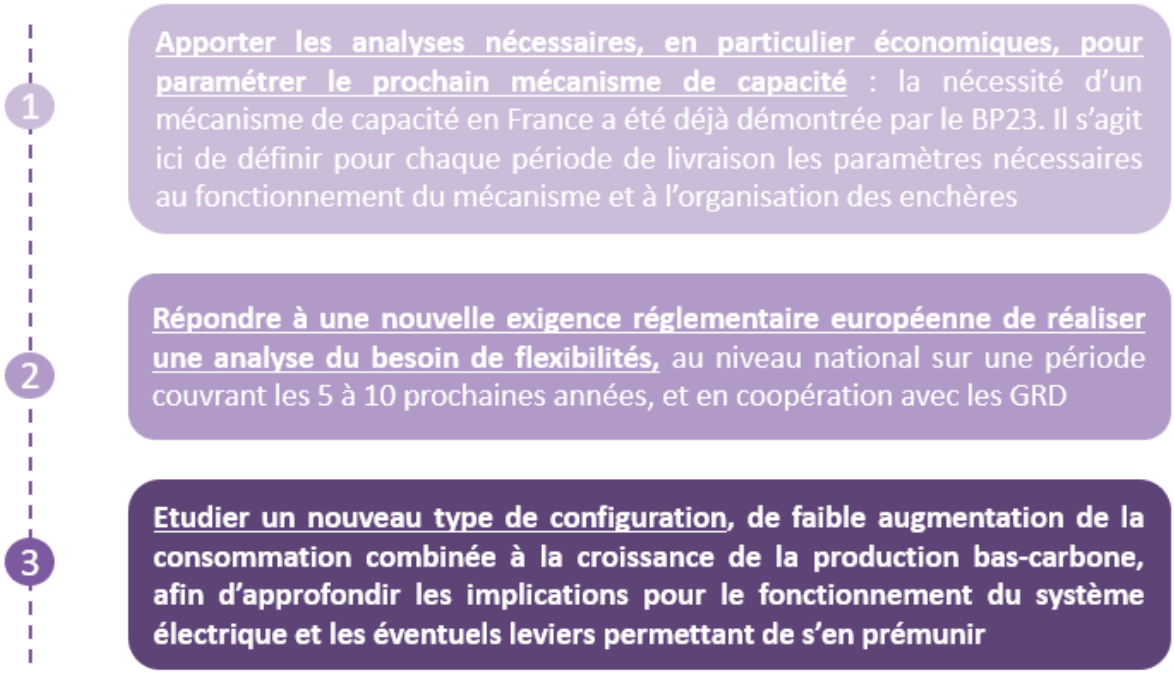
Comme RTE l'avait annoncé dans le Bilan prévisionnel 2023 (chapitre 6), ces dernières tendances devront donc être intégrées aux analyses du prochain Bilan prévisionnel 2025 à travers la définition des scénarios. Un des objectifs du prochain Bilan prévisionnel consiste ainsi à ajouter un nouveau type de scénario dans le cadrage (scénario « D »), fondé sur un rythme de croissance de la consommation d'électricité faible et une poursuite du développement de la production d'électricité bas-carbone.

Par ailleurs, le Bilan prévisionnel 2025 intervient au moment où la France doit dimensionner son parc de production et de flexibilités des prochaines années, dans le cadre de la mise en œuvre du futur mécanisme de capacité à la suite de son institution par la loi de finances pour 2025 et de la réforme européenne du marché de l'électricité prévoyant une évaluation nationale des besoins de flexibilités.

Ces analyses seront menées dans le cadre de cet exercice, justifiant ainsi le besoin de mettre à jour également les hypothèses sous-tendant la trajectoire du scénario « A-ref » du BP2023.

1.2. Les principaux enjeux du Bilan prévisionnel 2025

Le Bilan prévisionnel 2025 s'inscrit ainsi dans la continuité du Bilan prévisionnel 2023 : il portera sur le même horizon d'étude (2035) et vise à répondre à trois objectifs principaux.



Paramétrage du mécanisme de capacité

Un nouveau mécanisme de capacité doit prendre la place de l'actuel mécanisme pour une mise en œuvre à partir de l'hiver 2026-2027 (l'actuel mécanisme voyant son approbation décennale accordée par la Commission européenne expirer en novembre 2026). Sur mandat des pouvoirs publics, RTE a conduit durant deux ans une concertation dédiée sur les choix de *design* de ce mécanisme dans le cadre du GT « Mécanisme de capacité ». Les grands principes de fonctionnement du dispositif ont été consacrés par l'article 6 de la loi de finances pour 2025. La concertation se poursuit pour décliner les modalités techniques et opérationnelles du dispositif.

Les analyses technico-économiques associées à la mise en place d'un mécanisme de capacité sont quant à elles réalisées dans le cadre des travaux des Bilans prévisionnels. Ainsi le Bilan prévisionnel 2023 a permis de restituer l'analyse de viabilité économique (EVA) et d'en justifier la nécessité auprès de la Commission européenne dans le cadre de l'autorisation du dispositif au titre du droit des aides d'Etat. **De nouvelles études sont nécessaires pour le paramétrage précis du futur mécanisme et seront menées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025.**

Le paramétrage du mécanisme de capacité consiste à définir, à fréquence régulière, pour chacune des années concernées un certain nombre de paramètres techniques et économiques (e.g : le volume de capacité dont le financement doit être sécurisé sur les enchères, dispositif de contrats pluriannuels, plafond de prix etc). Les résultats du paramétrage découleront des analyses de sécurité d'approvisionnement et des études économiques sur le *missing money* des différents moyens de production et de flexibilités (incluant thermique, effacements, batteries, STEP) mais il s'agit toutefois d'un exercice

nouveau, pour lequel une méthodologie précise devra être définie et concertée (notamment pour la construction de la courbe de demande).

Cela fera l'objet d'un rapport dédié de paramétrage qui sera mis en consultation avec le projet de règles du futur mécanisme de capacité.

Ces analyses portent l'enjeu de dimensionner le système électrique des prochaines années et soulèvent ainsi des questions importantes sur les hypothèses à retenir dans cet exercice.

Analyse nationale du besoin de flexibilités

Un des enjeux du prochain Bilan prévisionnel sera également de produire les analyses prévues par la réforme *Electricity Market Design* en vue de contribuer au développement des flexibilités. RTE réalisera ainsi l'évaluation des besoins de flexibilité pour le système électrique français selon une méthodologie définie par ENTSO-E (en coordination avec EU-DSO) et qui doit être approuvée par l'ACER.

Cette évaluation reprendra en partie les analyses produites par RTE dans les derniers Bilans prévisionnels, avant même la réforme, concernant les « besoins de modulation » mais les complètera pour couvrir les indicateurs prévus par le nouveau cadre réglementaire. Pour cette première édition, l'évaluation sera centrée sur les indicateurs de besoin « système » (volume d'écrêtement, rampe, erreurs de prévision…) tandis que les besoins de flexibilité pour les réseaux seront instruits dans un second temps, en coordination avec Enedis.

Etude d'un nouveau type de scénario

Des analyses spécifiques seront menées sur les impacts de configurations marquées par une production bas-carbone croissant plus rapidement que la consommation au cours des prochaines années, et qui se traduisent par un fonctionnement physique et un équilibre économique spécifiques.

Ainsi, ces analyses seront de nature :

1. *technique*, en dressant le diagnostic de sécurité d'approvisionnement dans ce scénario, et en étudiant le fonctionnement du système ainsi que les besoins de flexibilités dans ce type de configuration. Des indicateurs de l'objectif précédent pourront être repris, et complétés par des indicateurs spécifiques, tels que le volume et la dynamique des écrêtements, les éventuelles modulations du parc nucléaire pour absence de débouché économique, le volume des exportations etc.

2. *économique* pour étudier l'impact de ce type de scénario sur la rentabilité des moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ou encore sur les niveaux des prix de l'électricité et la fréquence d'apparition des prix négatifs.

Ces travaux permettront d'alimenter des réflexions plus larges sur l'adaptation des modes d'exploitation du système en matière de gestion de la fréquence, de l'équilibre offre-demande en temps réel, des transits, des tensions et de la stabilité du réseau pour accompagner l'évolution du système électrique. Ces réflexions seront présentées aux parties prenantes dans le cadre d'une Commission/d'un groupe de travail dédié.

Question 1 – le cadrage de l'étude

Partagez-vous les principaux enjeux et objectifs de l'étude ?

Voyez-vous d'autres enjeux qu'il serait souhaitable d'éclairer grâce au prochain Bilan prévisionnel ?

1.3. Les scénarios envisagés pour le Bilan prévisionnel 2025

Conformément aux objectifs présentés, deux principaux scénarios d'étude sont envisagés :

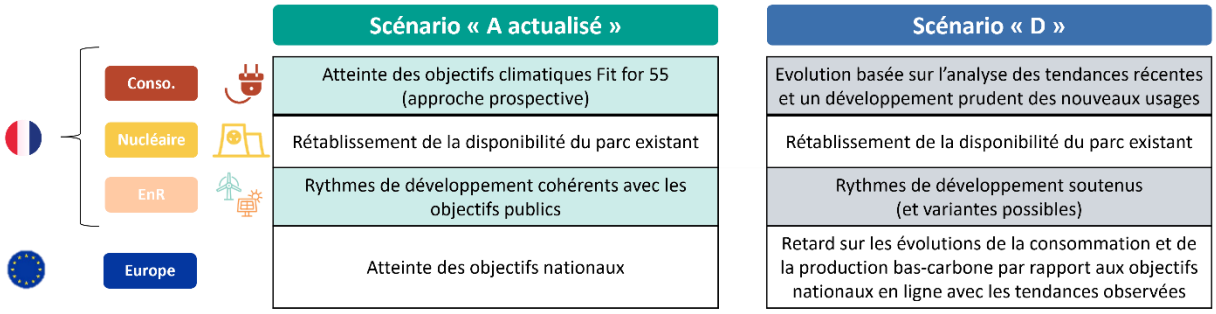
- **d'une part, la reconduction d'un scénario de nature *prospective* visant l'atteinte des objectifs publics (scénario « A-ref » du BP2023 actualisé)** ;
- **d'autre part, la définition d'un nouveau scénario (« D ») décrivant des situations marquées par une augmentation plus faible de la consommation.**

Le scénario « A actualisé » reprendrait globalement les principes du scénario « A-ref » du BP2023 caractérisé par l'atteinte des objectifs climatiques (paquet *Fit for 55*). Il intègre également des mises à jour à la lumière des dernières informations disponibles, concernant les dynamiques d'évolution de la consommation et de l'offre de production en France et en Europe ainsi que les nouvelles perspectives macroéconomiques. Il reste cohérent avec les trajectoires décrites dans la SFEC et les documents déclinant la stratégie française énergie-climat (PPE3, SNBC3).

Le nouveau scénario « D » vise, quant à lui, à éclairer les enjeux d'un fonctionnement du système dans des conditions proches de celles qui ont caractérisé le système électrique français en 2024 et au début de l'année 2025. Il sera ainsi construit sur une approche basée sur une analyse des tendances pour les usages disposant d'un historique suffisant (ex : véhicules électriques, bâtiments) et sur une estimation plus prudente pour les usages présentant de nouvelles dynamiques (ex : hydrogène, réindustrialisation, mobilité lourde).

Cette trajectoire de consommation du scénario D s'établira ainsi sur des niveaux plus faibles que dans les scénarios A et ne correspondra pas à une trajectoire de consommation permettant d'atteindre les objectifs climatiques.

La production bas-carbone poursuivrait un développement soutenu et des variantes pourront être étudiées sur le rythme de développement des énergies renouvelables afin de disposer de configurations plus ou moins « dégradées ». Ces grands principes seront déclinés en France et en Europe. Différentes dynamiques seraient notamment envisageables sur la période 2030-2035 en fonction des rétroactions possibles des conditions de marché de l'électricité sur les trajectoires de consommation et de développement de la production (par exemple : des prix de marché de l'électricité bas pourraient faciliter l'électrification, ou ralentir le développement de la production bas-carbone, etc.).



Les autres scénarios du Bilan prévisionnel 2023 (famille de scénarios B et C) ne seront pas mis à jour dans le cadre de cette étude mais les analyses menées restent valables.

Question 2 – les scénarios

Partagez-vous l'approche proposée d'étudier deux scénarios principaux ? Si non, que proposez-vous ?

Partagez-vous les principes de construction du nouveau scénario « D » ? Selon vous, quels principes de construction de ce scénario pourraient être envisagés au-delà de 2030 ?

2. Cadrage macroéconomique

Le cadrage macroéconomique constitue un élément structurant des scénarios d'évolution du mix électrique : les hypothèses retenues, notamment de croissance économique ou encore de part de l'industrie dans le PIB, ont une incidence mécanique sur les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité. Le contexte macroéconomique conditionne également les projections de coûts nécessaires pour mener les études économiques des Bilans prévisionnels (voir section 6).

Le Bilan prévisionnel 2023 reposait sur l'étude de deux cadres macroéconomiques contrastés afin de refléter l'incertitude sur l'évolution du contexte économique et international :

- Un cadre « favorable » actualisant les hypothèses macroéconomiques retenues dans les *Futurs énergétiques 2050*. Ce cadre était notamment marqué par un retour progressif à la situation d'avant-crises sanitaire et énergétique ;
- Un cadre de « mondialisation contrariée » caractérisé à l'inverse par la pérennisation des tensions géopolitiques et commerciales, et un contexte macroéconomique adverse.

L'analyse des évolutions observées depuis la publication du Bilan prévisionnel 2023 conduit à une forme de paradoxe : si de nombreux facteurs évoquent une situation de « mondialisation fortement contrariée » (persistance de fortes tensions géopolitiques, dégradation des perspectives sur le commerce international en lien avec une hausse des droits de douane imposée par les Etats Unis, détérioration des perspectives économiques en France et en Europe), un certain nombre d'indicateurs macroéconomiques se maintiennent à un niveau proche de celui envisagé dans le cadre dit « favorable » du BP2023 (croissance du PIB, prix des principales commodités…).

Ceci tient notamment au fait que RTE s'était attaché à intégrer des hypothèses prudentes, y compris dans le cadre « favorable », par rapport aux ambitions les plus hautes et aux perspectives les plus favorables issues de la littérature économique.

Croissance du PIB

L'analyse des publications récentes montre que le cadre « favorable » du Bilan prévisionnel 2023 demeure en grande partie cohérent avec le consensus actuel sur la croissance du PIB à moyen terme – à l'exception de l'année 2025 pour laquelle les perspectives sont dégradées. De plus, l'évolution de la croissance sur les dernières années permet de confirmer une tendance qui s'établit à un niveau proche des valeurs considérées dans le cadre macroéconomique « favorable » du BP2023. De nombreuses incertitudes demeurent néanmoins, notamment s'agissant des effets des « guerres commerciales » sur la croissance économique à moyen terme.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, il est ainsi proposé de retenir une unique hypothèse relative à la croissance économique pour les deux scénarios (« A actualisé » et « D »). En particulier,

il est proposé de reprendre les hypothèses du cadre « favorable » du Bilan prévisionnel 2023, soit +1,1 % par an à l'horizon 2035, avec toutefois une hypothèse pour l'année 2025 en net retrait, reflétant les difficultés économiques et budgétaires actuelles.

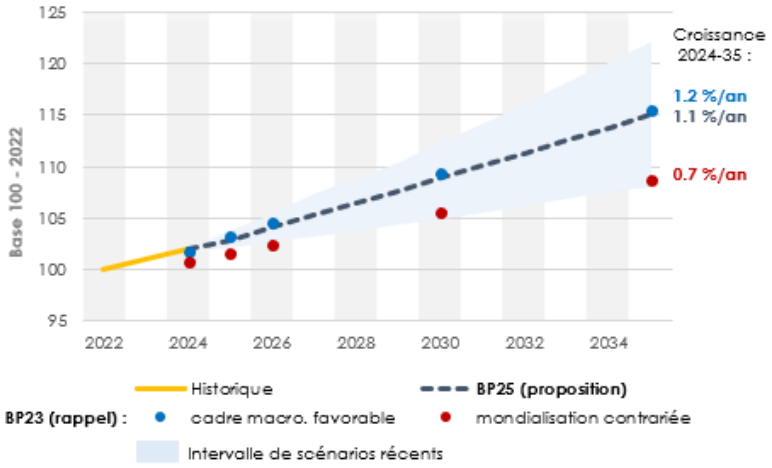


Figure 1. Evolution du PIB français, en volume

Valeur ajoutée industrielle

Au-delà de l'hypothèse de croissance économique, la part de chaque secteur dans cette croissance, et en particulier celle de l'industrie, a une incidence importante sur les trajectoires de consommations sectorielles (cf section 3.1).

Des objectifs de réindustrialisation ont été pris en compte dans le cadre « favorable » du BP2023 à travers l'hypothèse contre-tendancielle d'un retour progressif de la part de l'industrie dans le PIB au niveau de 2019 (autour de 10%). Cette hypothèse apparaissait toutefois relativement prudente au regard des ambitions affichée par les pouvoirs publics d'augmentation de cette part pouvant atteindre 12 %, voire 15 % d'ici 2035.

Depuis mi-2024, le climat des affaires français est demeuré dégradé et a pu s'aggraver pour certains secteurs économiques (annonces de fermetures d'usines, etc.) dans un contexte d'incertitude politique accrue et les perspectives de réindustrialisation semblent beaucoup moins favorables.

Pour le BP2025, il est ainsi proposé de mettre à jour ces hypothèses et de les différencier entre les deux scénarios :

- **Pour le scénario « A actualisé » : une baisse de la part de la valeur ajoutée de l'industrie dans le PIB à court terme, reflétant les difficultés actuelles ; puis une croissance similaire à celle du cadre « favorable » du BP2023, toujours prudente, mais qui reflète une inflexion de réindustrialisation ;**
- **Pour le scénario « D » : un prolongement de la tendance orientée à la baisse, reflétant un mouvement de réindustrialisation moins rapide qu'escompté et un contexte économique dégradé.**

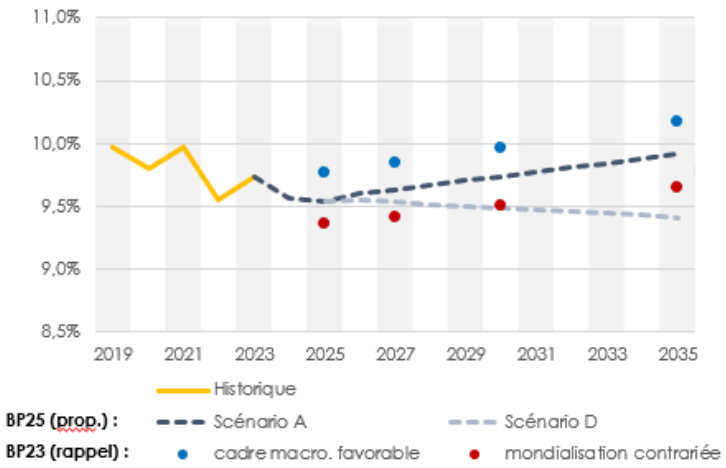


Figure 2. Part de la valeur industrielle manufacturière dans le PIB

Question 3 – le cadrage macroéconomique

La trajectoire de croissance du PIB retenue dans le cadre favorable du Bilan prévisionnel 2023 (+1,1%/an en moyenne à l'horizon 2035) vous semble-t-elle toujours pertinente comme base pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel 2025 ?

La différenciation des deux scénarios sur la base d'une hypothèse de réindustrialisation vous parait-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Un rebouclage macroéconomique de cette hypothèse sur la trajectoire de croissance économique vous parait-il opportun ?

3. Hypothèses pour les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité

Le Bilan prévisionnel 2023 a mis en lumière la nécessité d'une inflexion sur la trajectoire de consommation d'électricité pour atteindre les objectifs climatiques et de réindustrialisation. Les trajectoires de consommation atteignaient ainsi une fourchette de 580 à 640 TWh en 2035 dans la famille des scénarios A d'atteinte des objectifs du BP2023. Ces trajectoires, et en particulier celle du scénario « A-référence », sont globalement cohérentes avec celle publiée en novembre 2024 dans les projets de SNBC3 et PPE3. **Dans la dernière version de la PPE3 récemment mise en consultation le 7 mars 2025, une partie spécifique dédiée au suivi de l'électrification a par ailleurs été ajoutée, reflétant l'importance de cette évolution du point de vue de la décarbonation et de la programmation énergétique nationale.**

Néanmoins, la consommation d'électricité en France, corrigée des aléas climatiques, reste sur des niveaux bas depuis le début de la décennie 2020, à la suite de l'enchaînement d'une crise sanitaire et d'une crise énergétique. Selon le dernier bilan électrique national publié par RTE en février 2025, la consommation intérieure s'est élevée à 449,2 TWh en 2024 (après retraitement des effets météorologiques et calendaires), soit un niveau inférieur d'environ 30 TWh par rapport à la période pré-crise. Ce niveau qui correspond à une légère augmentation de 0,7 % rompt avec la tendance observée les deux années précédentes.

Ces niveaux se situent clairement en-dessous des trajectoires qu'il faudrait suivre pour réussir les objectifs fixés par la France. Ils peuvent notamment s'expliquer par un contexte de prix élevés de l'électricité, une activité économique morose et un retard sur l'électrification (e.g : moindres ventes de véhicules électriques et de pompes à chaleur). Cependant, la dynamique d'électrification doit s'évaluer sur le temps long pour en tirer des conclusions sur les scénarios atteignables dans le futur, et de nombreux indicateurs suggèrent que la consommation électrique devrait in fine s'orienter à la hausse sur les prochaines années.

Les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité à l'horizon 2035 doivent ainsi être mises à jour dans le Bilan prévisionnel 2025 et deux principales trajectoires sont envisagées (avec une analyse par secteur présentée dans la suite) :

- **D'une part, une trajectoire suivant les principes du scénario « A actualisé », reposant sur une révision à la baisse de la trajectoire « A-référence » du BP2023,** en tenant compte du retard pris sur l'inflexion en 2023-2024, des perspectives plus dégradées de l'activité industrielle et du maintien des efforts d'économies d'énergie à la suite de la crise énergétique, tout en restant compatible avec l'atteinte du *Fit for 55* en 2030.
- **D'autre part, une trajectoire actant des retards sur l'électrification et les projets de décarbonation**, et d'une moindre activité industrielle, réalisant ainsi qu'une partie du potentiel d'augmentation de la consommation d'électricité identifié dans le scénario « A actualisé ». Cette trajectoire est celle du scénario « D ». Des variantes sont possibles pour intégrer des effets de rétroaction au-delà de 2030, par exemple un rebond de l'électrification ou de la réindustrialisation en cas de baisse très importante des prix de l'électricité. Ce type de trajectoire permettra d'évaluer le risque que le

système électrique se retrouve dans une situation de surcapacité durable sur la prochaine décennie.

3.1. Secteurs des bâtiments (résidentiels et tertiaires)

Dans le scénario « A-référence » du BP2023, la décarbonation du secteur des bâtiments repose principalement sur une électrification rapide du chauffage, la pérennisation d'une partie des gestes d'économies d'énergie et un rythme volontariste des rénovations (cf. Bilan prévisionnel 2023, chapitres 2 et 10). Ces différents leviers entraînent chacun des effets haussiers et baissiers sur la consommation d'électricité qui se neutralisent globalement pour aboutir à une trajectoire d'évolution de la consommation d'électricité légèrement baissière à 2035, avec une baisse qui se concentre essentiellement sur les dernières années entre 2030 et 2035.

Dans le résidentiel, après un pic en 2023, l'année 2024 a été marquée par un recul des ventes de pompes à chaleur (PAC), concomitant à un repli du marché de la construction neuve. Par ailleurs, l'analyse par l'Anah des dossiers déposés pour bénéficier du dispositif MaPrimeRénov' montre sur les trois premiers trimestres de 2024 que le nombre de rénovations réalisées a été bien inférieur aux objectifs mais que la proportion des rénovations d'ampleur a significativement augmenté.

Une mobilisation importante des efforts d'économies d'énergie semble aussi corroborée dans le secteur du tertiaire par les premiers résultats publiés par l'ADEME en septembre 2024 concernant les données récoltées dans la plateforme OPERAT au sujet de la performance énergétique du parc tertiaire, mais aussi dans le bilan 2024 de l'Anah.

La consommation des bâtiments du résidentiel et du tertiaire devrait s'afficher en 2024 à un niveau qui reste significativement inférieur au niveau moyen pré-crise.

Compte tenu des fortes incertitudes à la fois sur le rythme de ventes des PAC et sur les effets des dispositifs d'aide à la rénovation ou des mesures mises en œuvre pour inciter à la rénovation (mesures adossées au DPE), pouvant avoir des effets opposés sur la consommation, **RTE propose de conserver dans le scénario « A actualisé » du BP2025 la trajectoire de consommation de ces secteurs du scénario « A-référence » du BP2023, en intégrant un léger ajustement lié à la prise en compte du réalisé 2023-2024. Cette même trajectoire serait également reprise dans le scénario « D » mais avec des causes différentes (retard sur l'électrification et sur les rénovations, effet sobriété plus important) conduisant au même résultat.**

Question 4 – consommation dans les bâtiments (hors datacenters)

S'agissant des secteurs résidentiel et tertiaire, partagez-vous la proposition d'étudier la même trajectoire d'évolution de la consommation dans les deux scénarios ? Disposez-vous d'éléments qui permettraient de les différencier ?

3.2. Datacenters

Les prévisions de croissance de la consommation d'électricité pour les usages du numérique et plus particulièrement pour l'alimentation des datacenters tendent à s'accentuer depuis plusieurs mois.

Le développement de l'intelligence artificielle (et plus spécifiquement de l'IA dite générative) pourrait être un facteur très important de cette hausse. Le « Sommet pour l'action sur l'IA » organisé à Paris en février 2025 a mis en exergue les avantages compétitifs du système électrique français :

- Il permet d'alimenter les consommateurs en une électricité abondante (89 TWh d'exports en 2024, soit beaucoup plus qu'il n'en faudrait pour alimenter de grands datacenters), presque en totalité décarbonée (95 % en 2024).
- Il est fortement maillé et a été construit pour accueillir des unités de grande taille tant au niveau de la production que de la consommation (projet ITER, LHC, etc.), ce qui n'est pas le cas des systèmes insulaires qui sont candidats à l'accueil des infrastructures numériques.
- La qualité de l'électricité est excellente : il s'agit d'un facteur central pour les acteurs du numérique.

Les annonces faites à l'occasion du sommet (identification d'environ 35 sites favorables pour des projets de datacenters, proposition par RTE d'une offre de raccordement très rapide, dès 2028, de sites pouvant accueillir de grands datacenters d'1 GW sur une dizaine de sites, nouvelle proposition de loi pour faciliter les procédures administratives de création de nouveaux sites, etc.) montrent une forte volonté d'accompagner ce développement.

Comme évoqué à l'occasion de la présentation des principales orientations du SDDR 2025, RTE observe un nombre très élevé de demandes de raccordement émanant des opérateurs de datacenters pour les prochaines années. En effet, début 2025, RTE a contractualisé environ 7 GW de raccordements de datacenters, allant de la proposition technique et financière (PTF) au raccordement déjà effectif[1]. Environ 5 GW de demandes de PTF sont par ailleurs encore à l'étude. Il reste cependant encore aujourd'hui de fortes incertitudes, en particulier sur la concrétisation des projets contractualisés et la dynamique de montée en charge réelle de chaque datacenter raccordé au réseau qui peut s'étaler sur des périodes très longues (10 à 15 ans).

Finalement, les évolutions observées au cours des deux dernières années jouent dans des sens opposés. D'un côté, les demandes de raccordement et les perspectives de développement tendent à se renforcer. De l'autre, le taux d'utilisation de la puissance demandée demeure très faible et la durée de montée en puissance plus longue qu'anticipée initialement (7 à 10 ans).

[1] Schéma de développement du réseau 2025 - Raccordement de l'industrie (Fiche 5 A,B,C)

La trajectoire du BP2023 faisait déjà apparaître une croissance significative de la consommation des datacenters au cours des prochaines années (triplement en une dizaine d'années).

A ce stade, RTE propose de reconduire pour les deux scénarios du BP2025 la même trajectoire de développement des datacenters que celle du scénario « A-référence » du BP2023, c'est-à-dire autour de 20 TWh en 2030 et 30 TWh en 2035 (contre environ 11 TWh actuellement, tous datacenters confondus). En fonction des retours de la consultation, RTE est néanmoins ouvert à rehausser cette trajectoire et/ou à la différencier selon les scénarios.

Question 5 – consommation des datacenters

S'agissant des datacenters, estimez-vous que les trajectoires devraient être revues par rapport à la trajectoire du Bilan prévisionnel 2023 : par exemple, en vue de rehausser la trajectoire du scénario « A actualisé », soit baisser la trajectoire du scénario « D » ?

Au vu des volumes de raccordement évoqués, partagez-vous l'approche de RTE d'appliquer des prudences, en particulier concernant l'utilisation des puissances de raccordement demandées ? Les annonces du « Sommet pour l'action sur l'IA » de février 2025 vous semblent-elles de nature à rehausser ces perspectives de raccordement (des projets totalisant environ 3 GW ayant déjà été annoncés) ?

Aux opérateurs de datacenters : merci de transmettre à RTE les informations dont vous disposez au sujet du *ramp up* de vos datacenters : délai entre la mise à disposition de la puissance électrique et l'atteinte d'une puissance nominale ? Cette puissance nominale est-elle différente de la puissance souscrite pour vos installations ? Ces paramètres sont-ils différents pour des centres de données dédiés à l'intelligence artificielle (facteur de charge plus faible, montée en charge plus rapide…) ?

3.3. Secteur des transports (hors hydrogène)

Les trajectoires « A » du BP2023 misent sur une augmentation très rapide et continue de la part de marché des véhicules électriques dans les ventes de voitures neuves : celle-ci atteint 100 % en 2035, en cohérence avec l'interdiction réglementaire de vente de véhicules thermiques neufs à cet horizon.

Malgré le débat sur les difficultés de passage à l'électrique du parc automobile, les ventes de véhicules électriques (100 % électriques et hybrides rechargeables) ont atteint un niveau record en 2023, avec une part de marché frôlant les 26 % pour les véhicules légers neufs (voitures et véhicules utilitaires légers). Les ventes de véhicules électriques légers ont légèrement baissé en 2024 par rapport à 2023 en lien avec un recul général des ventes de voitures neuves, et malgré une part de marché de l'électrique globalement stable. Par ailleurs, on observe début 2025 une restriction des aides à l'achat de véhicules électriques par rapport

à 2024 (suppression de la prime à la conversion, baisse du montant du bonus écologique pour les particuliers et mise en place de critères d'éligibilité plus stricts, etc.).

Ceci étant, le consensus demeure sur le fait que la décarbonation du secteur devra passer par l'électrification des véhicules. **Ainsi, pour la construction du scénario « A actualisé » du BP2025, visant à atteindre les objectifs climatiques, RTE propose de conserver les objectifs et trajectoires du scénario « A-référence » du BP2023 aux horizons 2030 et 2035 et de tenir compte du léger ralentissement observé récemment dans les ventes en abaissant légèrement la trajectoire sur le début d'horizon mais en modélisant un rattrapage dès les années 2028 et 2029.**

Pour le scénario « D », une trajectoire plus modérée sera étudiée, en se fondant sur une progression plus lente, ne traduisant pas d'inflexion forte par rapport aux tendances observées sur ces dernières années. RTE propose ainsi d'analyser un scénario dans lequel la part de marché des véhicules électriques resterait stable jusqu'en 2026 inclus, pour ensuite reprendre une croissance similaire au rythme moyen 2019-2024 (soit +2,4 points/an pour ce qui concerne les véhicules 100 % électriques) jusqu'en 2030. Cela se traduirait par une consommation d'environ 4 TWh en-dessous du scénario « A actualisé » à cet horizon. La progression des ventes après 2030 et jusqu'à 2035 serait ensuite celle du scénario « B-bas » du BP2023. Cela se traduirait par une consommation dans le scénario « D » d'environ 12 TWh en-dessous du scénario « A actualisé » à cet horizon.

Pour les autres segments du secteur des transports, RTE propose :

- Pour les véhicules routiers lourds : un retard d'électrification des véhicules sur les premières années, puis une reprise aux horizons 2030 et 2035 des cibles du scénario « A-référence » du BP2023 pour le scénario « A-actualisé » et du scénario « B-bas » du BP2023 pour le scénario « D » ;
- Pour le ferroviaire : une trajectoire légèrement inférieure à celle du scénario « A-référence » du BP2023 dans le scénario « A-actualisé » sur les premières années, en lien avec un retard de la politique de report modal vers le train, mais en maintenant l'atteinte des cibles en 2030 et 2035 ; un niveau de consommation stable dans le scénario « D » résultant d'effets antagonistes qui se neutralisent (hausse du trafic, amélioration de l'efficacité énergétique, hausse limitée du report modal vers le ferroviaire).

Question 6 – consommation des transports (hors hydrogène)

Pour la mise à jour du scénario « A », pensez-vous qu'il soit pertinent de maintenir le niveau d'électrification du secteur des transports à l'horizon 2035 étudié dans le cadre du scénario « A-référence » du BP2023, malgré le ralentissement observé sur les ventes de véhicules électriques en 2024 et le resserrement des aides ?

Proposeriez-vous d'autres inflexions relatives au secteur du transport à prendre en compte dans l'un ou l'autre des scénarios ?

3.4. Secteur industriel et production d'hydrogène

Depuis la parution du Bilan prévisionnel 2023, l'industrie française et la filière de production d'hydrogène électrolytique font face à des difficultés et des incertitudes importantes. D'un côté, les objectifs et perspectives de réindustrialisation peinent encore à se matérialiser. Entre 2021 et 2023, la consommation d'électricité de l'industrie a baissé significativement pendant deux années consécutives (autour de 5 % par an). Pour 2024, les premières estimations suggèrent une stabilisation ou une amorce de reprise, mais il devrait s'agir essentiellement d'un rattrapage des secteurs les plus touchés par la crise plutôt que d'une véritable dynamique de réindustrialisation ou d'électrification. La consommation de l'industrie en France devrait donc s'établir encore à un niveau en retrait de presque 15 % par rapport au niveau d'avant crise, autour de 100 TWh. D'autre part, la production d'hydrogène électrolytique n'a pas encore véritablement démarré en France : les projets annoncés accusent du retard tandis que le cadre réglementaire et la nouvelle stratégie nationale hydrogène ne sont pas encore stabilisés et que les dispositifs de soutien sont encore en cours de lancement.

Industrie

Même si le soutien public aux investissements industriels se poursuit sur la durée, en particulier en ce qui concerne la décarbonation (appels à projets DECARB IND opérés par l'ADEME, appels d'offres « Grands projets industriels de décarbonation » de décembre 2024, etc.), le contexte économique général est resté dégradé en 2024. Par suite, le cadre macroéconomique des scénarios sera mis à jour pour le Bilan prévisionnel 2025, et les perspectives de croissance de la part de la valeur ajoutée de l'industrie manufacturière dans le PIB revues à la baisse (voir partie 2).

Cela conduit mécaniquement, dans le scénario « A actualisé », **à revoir à la baisse d'environ 10 TWh la trajectoire de consommation d'électricité de l'industrie à l'horizon 2030 par rapport au scénario « A-réf » du BP2023,** sans pour autant remettre en cause le mouvement de décarbonation des sites industriels français nécessaire à l'atteinte des objectifs du *Fit for 55*.

En outre, divers industriels ont communiqué ces derniers mois sur des retards ou des risques d'abandon de projets d'électrification de sites existants ou de création de nouveaux sites industriels. Arcelor Mittal a par exemple officiellement annoncé fin 2024 sa décision de reporter son projet de décarbonation de son site de Dunkerque. Le dernier baromètre industriel de l'Etat publié en novembre 2024 fait état d'une décélération du mouvement de réindustrialisation au premier semestre 2024 par rapport aux années 2022 et 2023. Des inquiétudes se portent aussi sur les niveaux des prix de l'énergie en France comparativement à d'autres zones géographiques, pouvant mettre à mal la compétitivité des sites industriels français et par conséquent les politiques actuelles. **Pour prendre en compte ces constats, RTE propose donc d'étudier une trajectoire intégrant des aléas dans le scénario « D » conduisant à une révision à la baisse plus importante de la consommation d'électricité de l'industrie (d'environ 20 TWh à horizon 2030 par rapport au scénario « A-référence » du BP2023), en**

adéquation avec un niveau de réindustrialisation moindre que dans le scénario « A actualisé » et supposant un retard d'environ 3 ans sur l'électrification.

Production d'hydrogène par électrolyse

Les trajectoires envisagées pour le développement de l'électrolyse en France ou en Europe, considérées comme très ambitieuses, sont confrontées dans la pratique à des questions vitales sur la maturité de la technologie, le cadre réglementaire et le maintien des dispositifs de soutien, ou encore le niveau futur de demande en hydrogène et la viabilité économique des projets. Dans l'ensemble, le développement de la filière hydrogène a pris un retard important au cours des dernières années par rapport aux perspectives initialement annoncées.

Ainsi, RTE propose de retenir pour le BP2025 des trajectoires de consommation d'électricité pour la production d'hydrogène qui se situent dans la fourchette basse-médiane de celles étudiées dans le BP2023, en tenant compte également des objectifs figurant dans la PPE3 :

- Pour le scénario « A actualisé » : il s'agirait de reprendre un volume correspondant à la fourchette basse affichée dans la PPE3 à 2030 (15 TWh, correspondant au scénario C du BP2023) et de considérer à 2035 une ambition égale à la médiane des trajectoires du BP2023 (autour de 40 TWh, soit 25 TWh de moins que dans le scénario « A-référence » du BP2023 ;
- Pour le scénario « D » : il s'agirait de se placer globalement dans le contexte de développement le plus pessimiste étudié dans le cadre du BP2023, en s'appuyant aussi sur une analyse des projets actuels et de leurs stades d'avancement (« gisements plancher ») conduisant à des consommations d'électricité de 5 TWh en 2030 et de 15 TWh 2035.

Question 7 – consommation de l'industrie et pour la production d'hydrogène

Que pensez-vous d'une révision à la baisse de l'ordre de 20 TWh à l'horizon 2030 au périmètre de ces deux secteurs pour la mise à jour du scénario « A » (130 TWh versus 150 TWh), et d'une baisse de l'ordre de 40 TWh pour le scénario « D » ?

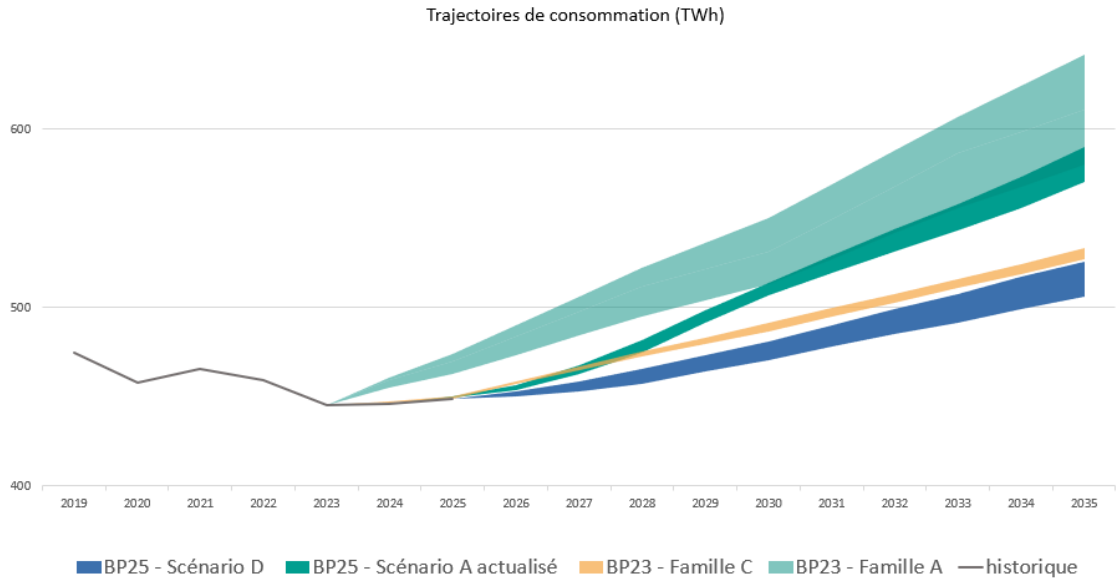
<u>Aux industriels</u> : Quelles difficultés éventuelles rencontrez-vous dans la mise en œuvre des projets d'électrification ? Pensez-vous que les perspectives d'électrification des feuilles de route de décarbonation se confirmeront et à quelle échéance ?

3.5. Récapitulatif concernant les hypothèses sur la consommation

Les nouveaux scénarios proposés pour le BP2025 reflètent des dynamiques contrastées et s'inscrivent dans le cône étudié pour le BP2023, avec des différences dans le détail par secteur :

- La consommation du scénario « A actualisé » se situerait dans le bas du cône de la famille des scénarios A du BP2023 (autour de 580 TWh en 2035). Celui-ci traduit malgré tout une augmentation rapide de la consommation d'électricité en lien avec l'atteinte des objectifs climatiques à l'horizon 2030, mais en tenant compte du retard pris sur l'électrification, le développement de l'hydrogène et de la réindustrialisation et de la persistance des économies d'énergie au-delà de la crise.
- La consommation du scénario « D » se positionnerait proche voire légèrement en-dessous des niveaux atteints dans les scénarios de la famille C du BP2023, (autour de 515 TWh en 2035 contre environ 530 TWh pour les scénarios C) avec toutefois des hypothèses différentes (notamment, prix des combustibles plus faibles, croissance du PIB autour de 1% par an contre moitié moins dans les scénarios de mondialisation contrariée, etc.). Ainsi, dans ce scénario, la consommation augmente faiblement au cours des premières années et un peu plus rapidement à terme mais à un rythme qui reste nettement inférieur à celui du scénario « A actualisé » : à l'horizon 2030, l'augmentation de la consommation d'électricité dans « D » par rapport à aujourd'hui serait ainsi environ deux fois moindre que celle du scénario « A actualisé ».

Ces deux grands types de trajectoires permettront d'étudier le fonctionnement du système électrique et son dimensionnement dans des configurations très contrastées en matière d'évolution de la consommation. Si la consommation d'électricité reste orientée à la hausse dans tous les scénarios à l'horizon de la prochaine décennie en lien avec les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation, l'augmentation de la consommation pourrait se faire beaucoup plus lentement, notamment au cours des toutes prochaines années, dans le scénario « D ».



3.6. Flexibilités de consommation

Le BP2023 a mis en évidence l'importance de développer la flexibilité de consommation dans toutes les configurations, à la fois pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement mais également pour favoriser l'optimisation du fonctionnement du système électrique sur le plan économique (coût) et environnemental (émissions de gaz à effet de serre). RTE avait, à l'issue de cette étude, proposé de mettre en place un plan de passage à l'échelle des flexibilités afin d'accompagner en pratique leur développement. La publication en octobre 2024 de la première édition du Baromètre des flexibilités a marqué une première étape dans la mise en œuvre de ce plan. La déclinaison technique d'actions conduisant à favoriser le développement de la flexibilité est en cours de concertation par RTE.

En matière d'analyses technico-économiques, le BP2023 s'appuyait sur trois configurations contrastées de développement des flexibilités de consommation, dont une configuration « médiane » utilisée en référence. Ces configurations restent d'actualité et il est ainsi proposé de reconduire la même approche pour le BP2025, consistant à considérer un développement médian des flexibilités en référence ainsi que des variantes pour les analyses de sensibilité dans les deux scénarios.

La reconduction de ces hypothèses nécessite toutefois de les actualiser. D'une part, une mise à jour mécanique des gisements de flexibilité découle de la révision des trajectoires de consommation (notamment liée à l'hydrogène) ainsi que des retards d'électrification considérés dans le scénario « D ». D'autre part, certaines hypothèses doivent être mises à jour à la marge pour les besoins du BP2025.

Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Les perspectives pour la technologie Vehicle-to-Grid (V2G) ont évolué au cours des deux dernières années, avec dès aujourd'hui l'émergence d'acteurs spécialisés (e.g : DREEV et Mobilize) et différents constructeurs automobiles qui annoncent également des gammes V2G compatibles (par exemple Renault qui représente environ 25 % des ventes de véhicules électriques aujourd'hui en France).

Ces éléments conduisent à envisager de revoir à la hausse l'hypothèse de véhicules dont la recharge serait pilotée en V2G à l'horizon 2030, à hauteur de 2 % de la flotte, soit 160 000 véhicules électriques (alors que le BP2023 projetait une absence de véhicule piloté en mode V2G en 2030).

Les hypothèses du BP2023 ne sont pas modifiées à l'horizon 2035 et elles sont complétées sur les horizons de court terme (2026-2030) par une réduction progressive de 50 % à 30 % de la part des véhicules dont la recharge n'est pas pilotée.

Flexibilité des électrolyseurs

Comme RTE l'a montré dans ses dernières publications (Futurs énergétiques 2050, étude RTE-GRTgaz, volet « hydrogène » du BP2023), le développement de modes flexibles constituera un critère essentiel pour une intégration efficace des électrolyseurs au système électrique. Néanmoins, les perspectives sur les prochains horizons de court terme ont été revues à la

baisse pour tenir compte de la réalité des premiers projets annoncés, qui prévoient pour l'essentiel un fonctionnement en bande.

Ainsi, pour les premiers horizons 2026-2028, la part d'électrolyseurs s'effaçant ponctuellement serait abaissée de 70 % à 45 % entre le BP2023 et le BP2025. La répartition des modes flexibles aux horizons 2030 et 2035 serait en revanche inchangée.

Evolution des profils tarifaires

Suite aux délibérations de la CRE concernant l'évolution de la structure tarifaire du TRV et du TURPE, il est proposé dans le BP2025 de prendre en compte une adoption progressive (entre 2026 et 2030) des nouvelles plages tarifaires proposées pour les usages asservis tout en considérant une coexistence des plages actuelles et des plages dites optimisées à horizon 2030.

Concernant l'eau chaude sanitaire, RTE propose également d'intégrer une différenciation saisonnière des plages HP/HC. Concernant le pilotage tarifaire de la recharge des véhicules électriques, ces plages intègrent des différenciations saisonnières et en fonction des jours de la semaine (de tels tarifs existent déjà comme les offres « Zen WE » et « Vert électrique auto WE » d'EDF ou l'offre « Soir & WE » d'OHM, etc.).

Question 8 – flexibilités de consommation

Pensez-vous réaliste de revoir à la hausse l'hypothèse de véhicules dont la recharge serait pilotée en V2G à l'horizon 2030 ?

Partagez-vous l'hypothèse de baisse de la flexibilité des électrolyseurs sur le court terme ?

4. Hypothèses pour les perspectives d'évolution de la production d'électricité

L'évolution de l'offre d'électricité en France dépend largement des choix de planification publics effectués dans le cadre de la PPE. Depuis l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023, l'Etat a présenté un projet de Stratégie française énergie-climat (SFEC) en novembre 2023 puis a mis en consultation en novembre 2024 les projets de documents de programmation énergétique (PPE3 et SNBC3). Ces documents proposent des objectifs et des perspectives de développement pour chaque filière de production dont le Bilan prévisionnel 2025 doit tenir compte.

4.1. Nucléaire

L'année 2024 a été marquée par un rétablissement rapide de la production du parc nucléaire, atteignant 362 TWh, soit 13 % de plus qu'en 2023 et rejoignant le niveau de 2019 avant la crise sanitaire. Le parc a ainsi atteint dès 2024 l'hypothèse prudente qui avait été retenue comme référence dans le BP2023 (atteinte d'un productible annuel moyen de 360 TWh à partir de 2026-2027). De plus, le 20 décembre 2024, l'EPR de Flamanville a été raccordé au réseau et produit les premiers volumes commerciaux d'électricité, permettant de porter la puissance totale installée du parc à 63 GW. En lien avec ces évolutions récentes, EDF a mis à jour le 30 janvier 2025[2] ses prévisions de production (EPR de Flamanville inclus) qui se situent dans la fourchette 350-370 TWh pour les années 2025, 2026 et 2027, ce qui est toujours en ligne avec l'hypothèse de 360 TWh retenue dans le dernier Bilan prévisionnel.

Pour les prochaines années, le parc existant restera confronté à des enjeux de disponibilité, notamment liés au vieillissement des tranches, à la durée des visites décennales et à la possibilité de prolonger l'exploitation des réacteurs à l'issue de la cinquième visite décennale (la première VD5 est planifiée en 2029 pour Tricastin 1[3]). Par ailleurs, les problèmes de corrosion sous contrainte (CSC) apparus fin 2021 ont pour la plupart été traités mais sont toujours sous surveillance (d'ultimes contrôles sont prévus en 2025).

S'agissant de l'EPR de Flamanville, il doit faire l'objet, à l'issue d'un premier cycle de fonctionnement d'environ 18 mois, d'une première visite complète et d'arrêts pour rechargement du combustible et pour le changement du couvercle de la cuve demandé par l'ASN. La mise en service ayant eu lieu plus tard que communiquée par EDF fin 2022, ce planning doit être mis à jour en fonction.

Par conséquent, compte tenu de ces incertitudes, RTE propose de reproduire la même méthodologie que pour le BP2023, consistant à tenir compte du planning précis des arrêts et à intégrer des risques de prolongation calculés sur la base de l'historique et adaptés en

[2] Estimation de production nucléaire en France pour 2025, 2026 et 2027 - 30/01/2025 | EDF FR

[3] https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-04/annual-results-2023-facts-and-figures-en-2024-04-23.pdf

fonction des paliers concernés par les derniers contrôles liés au problème de CSC, tout en restant cohérents avec les enveloppes de productible annoncées par EDF.

RTE propose ainsi de reconduire l'hypothèse prudente d'un productible de 360 TWh pour le parc nucléaire (EPR de Flamanville inclus), conforme aux cibles du projet de PPE3 (pour les premières années, le productible pourra être légèrement inférieur du fait de la montée en puissance de l'EPR de Flamanville).

RTE propose d'étudier en complément des variantes fondées sur des disponibilités plus fortes, permettant des cibles plus ambitieuses en termes de productible de l'ordre de 380-400 TWh à horizon 2030, reflétant l'ambition affichée par EDF et pouvant notamment s'appuyer sur des augmentations de puissance de certains réacteurs.

Au-delà de la production du parc nucléaire, sa capacité à moduler a été largement commentée ces derniers mois, en particulier au cours du printemps et de l'été 2024. Les hypothèses prises sur les conditions d'exploitation du parc sont clés pour pouvoir étudier les besoins de flexibilités du système et analyser en particulier les périodes de creux de consommation résiduelle.

RTE a déjà consacré des analyses spécifiques à cette question dans le dernier Bilan prévisionnel 2023 (cf. chapitre 6) mais cette problématique constitue un enjeu important pour dimensionner au mieux le système en capacité et en flexibilité, a fortiori dans les nouveaux scénarios étudiés et notamment le scénario « D » qui pourrait présenter des besoins de modulation importants pour le nucléaire et les renouvelables.

L'analyse menée par RTE montre que le volume historique annuel de production modulée à la baisse a varié autour d'une moyenne de l'ordre de 30 TWh et recouvre plusieurs causes dont certaines peuvent être mutualisées avec les périodes d'absence de débouché économique. Ces-dernières, initialement marginales, se sont accrues en 2024 du fait notamment de l'atonie sur le niveau de consommation.

Sur les prochaines années, la maitrise du volume de modulation dépendra en partie de la capacité de l'exploitant à optimiser l'utilisation de la flexibilité du parc nucléaire (en mutualisant les diverses modulations, en vérifiant les conditions dans lesquelles cela est possible techniquement en termes de « profondeur » et de durée de modulation), dans un contexte exigeant techniquement (prolonger un parc vieillissant, adapter la production avec un préavis court…), assortis d'incertitudes fortes sur l'évolution respective de la production et de la consommation ou encore sur le déploiement effectif des flexibilités.

En particulier, l'exploitant a annoncé au cours des derniers mois le lancement du projet CAMOX qui consiste à allonger les campagnes de rechargement de 12 à 18 mois sur certaines tranches afin d'optimiser le placement des arrêts, ce qui pourrait alors offrir plus de marges de manœuvres pour placer la modulation, et modifier la saisonnalité de la disponibilité.

Question 9 – production nucléaire et contraintes d'exploitation

<u>A tous</u> – partagez-vous la reconduction de l'hypothèse prudente d'un productible nucléaire de 360 TWh à moyen terme et d'une variante plus haute de disponibilité visant une production de l'ordre de 380-400 TWh ?

<u>A l'exploitant</u> – pouvez-vous communiquer toute informations sur le planning d'arrêts des réacteurs, y compris de l'EPR de Flamanville, sur les prochaines années (risques pesant sur les prolongations et sur les derniers contrôles liés à la CSC, impacts des projets CAMOX et d'augmentations de puissance, etc.) ?

Quel volume global cible de modulation annuelle envisagez-vous à l'avenir ? Quelle proportion maximale de ce volume serait mutualisable avec de la modulation pour absence de débouché économique (lorsque le prix marginal est inférieur au coût variable). Si le besoin de modulation pour absence de débouché économique devenait trop important, quel serait le comportement le plus réaliste du parc nucléaire (augmentation de la modulation, maintien de la cible de production nucléaire avec donc un report du besoin de modulation sur les écrêtements de production renouvelable en France et en Europe, autre) ? Est-ce que l'instruction du dossier de prolongation du parc à 60 ans voire au-delà pourrait conduire à réduire de manière préventive la capacité du parc à moduler ?

En dehors de ces évolutions, quelles hypothèses relatives aux conditions d'exploitation du parc faudrait-il adapter par rapport aux précédentes études ?

4.2. Energies renouvelables

Photovoltaïque : une filière qui poursuit son accélération

Le développement du parc photovoltaïque a poursuivi son accélération en France ces dernières années : 3,1 GW et 4,7 GW ont été respectivement installés en 2023 et 2024, prolongeant l'inflexion constatée en 2021.

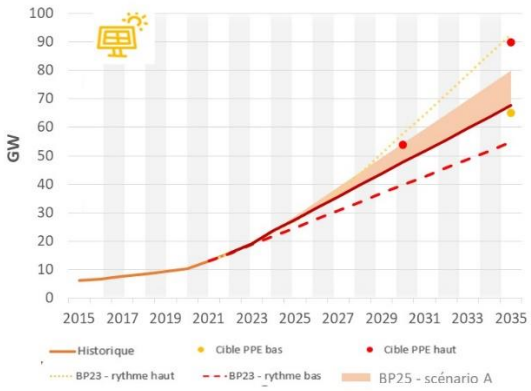
Ces tendances sont cohérentes avec la trajectoire centrale du BP2023 d'un rythme de développement moyen de 4 GW/an, que le BP2023 identifiait déjà comme prudent au vu des tendances européennes. La baisse des coûts des panneaux photovoltaïques a en effet conduit à une accélération importante de cette technologie dans l'ensemble de l'Europe. Le projet de PPE3 affiche quant à lui une fourchette large pour les objectifs à l'horizon 2035, avec des rythmes pouvant aller au-delà de 6 GW/an dans la fourchette haute.

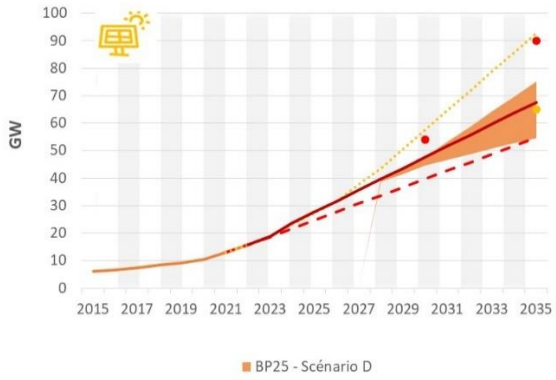
Pour autant, l'impact du développement du photovoltaïque sur l'équilibre offre-demande et notamment sur la forme de la consommation résiduelle fait aussi l'objet d'une attention particulière. Un développement très marqué du photovoltaïque pourrait en effet conduire à accroître les phénomènes d'abondance de production en milieu de journée, générant des problématiques spécifiques dans les scénarios dans lesquels la consommation n'augmenterait que faiblement (scénario D). L'analyse pousse dans tous les cas pour l'accompagner d'un déploiement des flexibilités (flexibilité de la demande voire batteries).

Ce contexte incite donc à étudier différentes configurations de développement du photovoltaïque, notamment dans le scénario « D ».

Pour le scénario « A actualisé », plusieurs approches sont envisageables **:** une reconduction du rythme de développement de la trajectoire de référence du BP2023 (4 GW/an pour atteindre un parc autour de 65 à 70 GW en 2035) ou une trajectoire s'inscrivant plus haut dans la fourchette du projet de PPE3 à 2035, par exemple en prolongeant pendant 10 ans le rythme de développement au niveau de celui atteint en 2024.

Pour le scénario « D », il est proposé de reconduire le rythme de la trajectoire de référence du BP2023 (4 GW/an) correspondant à une poursuite du rythme moyen observé ces deux dernières années. Toutefois, et particulièrement au-delà de 2030, différentes trajectoires sont envisageables : (i) une poursuite de ce rythme de développement, (ii) un rythme plus important tel qu'envisagé dans la PPE ou (iii) un ralentissement de ce rythme du fait de moindres opportunités de marché pour les développeurs de projet et d'évolution des orientations en matière de soutien public.





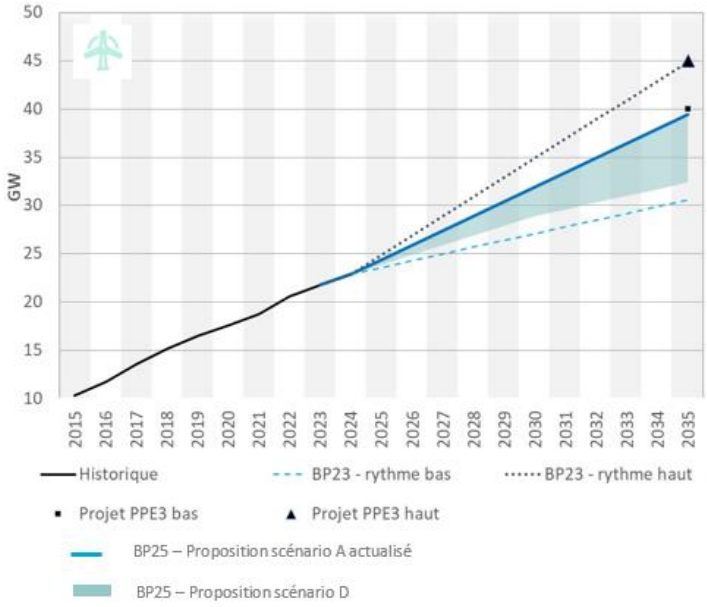
Eolien terrestre

Le développement de l'éolien terrestre s'est poursuivi à un rythme en léger retrait par rapport à la moyenne de 1,4 GW/an des années 2019-2022, qui avait été reprise dans la trajectoire de référence du BP2023 : respectivement 1,2 GW et 1,1 GW ont été installés en 2023 et 2024. Le projet de PPE3 affiche également un objectif de rythme de 1,5 GW/an.

Du point de vue des besoins de flexibilité et de capacité, les enjeux associés au développement de l'éolien (à terre et en mer) sont connus et documentés dans les différentes publications de RTE : il s'agit essentiellement d'intégrer dans les analyses de l'équilibre offre-demande la nécessité de couvrir les besoins lors des périodes cumulant froid et vent faible (non seulement en France mais aussi ailleurs en Europe), qui deviennent progressivement des périodes de vigilance pour la sécurité d'approvisionnement électrique en France.

Pour les scénarios du BP2025, il est ainsi proposé de considérer les hypothèses suivantes :

- **<u>Scénario « A actualisé »</u> : un rythme** de développement correspondant à la trajectoire de référence du BP2023 et du projet de PPE3, soit **de 1,5 GW/an environ pour atteindre 40 GW à 2035 ;**
- **<u>Scénario « D »</u> : un rythme tendanciel de développement de l'ordre de 1 à 1,5 GW/an**. Comme pour le solaire, d'autres rythmes pourraient également être considérés (par exemple, une division par deux du rythme historique, soit 0,7 GW/an, correspondant à la trajectoire basse du BP2023).



Eolien en mer

La France dispose désormais de 3 parcs entièrement mis en service (St Nazaire, Fécamp, Saint Brieuc) pour une capacité installée de 1,5 GW. Le développement des parcs éolien en mer se poursuit. Plusieurs projets sont en cours de construction (1,5 GW) ou en développement et l'ensemble des appels d'offre existants ont été attribués ou le seront en 2025 (AO7, AO8, AO9) permettant d'atteindre plus de 10 GW installés entre 2030 et 2035.

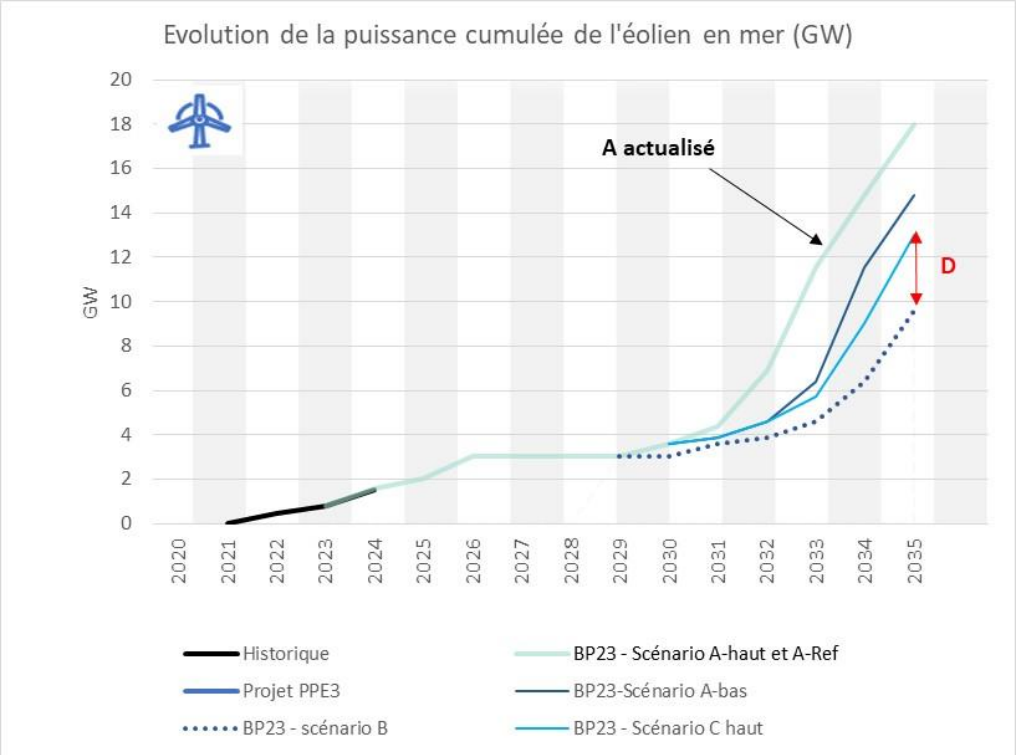
Le grand débat public sur les façades maritimes a permis d'identifier un potentiel de 8 à 10 GW de projets complémentaires regroupés au sein de l'AO10 et qui seront attribués fin 2026. Ils doivent permettre d'atteindre l'objectif du pacte éolien en mer, confirmé dans le projet de PPE3, de 18 GW en 2035.

Dans le même temps, l'atteinte de cet objectif reste un défi de très grande ampleur au vu des dynamiques récentes, à la fois en termes de rythme d'attribution des appels d'offres, de délais de développement et de construction des parcs mais également de sécurisation de la chaîne de valeur industrielle (approvisionnements, main d'œuvre). Dans le SDDR 2025, RTE a ainsi mis en évidence les contraintes en matière de raccordement au réseau et l'impact sur la structuration d'une filière française qui seraient associés au respect strict des objectifs de la PPE3 de 26 GW en service à l'horizon 2040.

Pour les scénarios du BP2025, il est proposé de considérer les hypothèses suivantes :

- **<u>Scénario « A actualisé »</u> :** mêmes hypothèses que pour le scénario « A-ref » du BP2023 et confirmées dans la PPE3, soit **3,6 GW en 2030 et 18 GW en 2035** ;
- **<u>Scénario « D » :</u> une trajectoire prudente (~10 à 12 GW en 2035)** reflétant la mise en service des parcs jusqu'à l'AO8 ainsi que les extensions des appels d'offre existants, voire un projet de l'AO10.

Des robustesses traduisant un retard plus ou moins important sur l'objectif à 2035 à l'instar de celles proposées dans le BP2023 pourront également être étudiées.



Note : concernant les autres filières d'énergies renouvelables (hydraulique, bioénergies, autres technologies), il est proposé de reconduire les hypothèses du BP2023 dans les deux scénarios.

Question 10 – énergies renouvelables

Dans le cadre de la mise à jour du scénario « A », partagez-vous la proposition de reconduire les hypothèses du scénario « A-ref » du BP2023 cohérentes avec les ambitions affichées dans la PPE en consultation (à l'exception du solaire) ? S'agissant du photovoltaïque en particulier, quelles trajectoires vous semblent devoir être considérées en référence ?

Pour la définition du nouveau scénario « D », partagez-vous les propositions d'une prolongation du rythme actuel pour le solaire et l'éolien terrestre, et d'une vision prudente sur l'éolien en mer ? Considérez-vous que des rythmes spécifiques devraient être étudiés sur la période 2030-2035 ?

4.3. Thermique à flamme

Sur l'ensemble du parc thermique, les évolutions attendues dans les prochaines années reposent principalement sur la conversion ou la prolongation des centrales thermiques existantes et la construction de nouvelles centrales thermiques utilisant au maximum des combustibles décarbonés. Des incertitudes demeurent cependant sur ces aspects, qui sont cruciaux pour l'établissement du diagnostic de sécurité d'approvisionnement et pour déterminer les filières qui seront en mesure de répondre au besoin qui sera identifié dans le cadre du mécanisme de capacité.

Charbon : une révision des projets de conversion

Les trois dernières unités au charbon (deux à Cordemais, une à St Avold) représentant une capacité installée de 1,8 GW devront cesser de fonctionner au charbon en 2027.

En septembre 2024, EDF a annoncé renoncer au projet de conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais tout en indiquant sa volonté de convertir le site en usine de fourniture de composants pour les futures centrales EPR2.

GazelEnergie présente également un projet de conversion de la centrale au charbon d'Emile Huchet qu'il exploite à St Avold. Le projet initial consistait à convertir à la biomasse sa centrale et deux nouvelles options ont depuis été présentées aux pouvoirs publics : une conversion au gaz ou la création d'une nouvelle centrale au gaz en précisant chercher à se sourcer en gaz renouvelable.

L'hypothèse retenue en référence consiste à considérer fermées les trois unités charbon à la sortie de l'hiver 2026-2027. La conversion ou le projet de nouvelle centrale de St Avold, au même titre que d'autres projets, pourra constituer un candidat pour satisfaire le besoin éventuel de capacités pilotables dans le cadre de l'analyse.

Moyens thermiques au gaz et au fioul : des incertitudes sur le devenir du parc

Le parc existant est composé de cycles combinés au gaz (~7 GW de CCG), de turbines à combustion au gaz et au fioul (~2 GW de TAC), dont certaines TAC fioul arrivent en fin de vie, de cogénérations (~5 GW) essentiellement au gaz, dont plus d'un tiers est aujourd'hui sous obligation d'achat avec une sortie du dispositif progressive d'ici 2031, et de groupes thermiques de faible puissance (~1,5 GW) principalement au fioul. Le BP2023 a déjà permis de souligner les difficultés auxquelles peut faire face le parc thermique existant avec des enjeux de rentabilité économique sur les marchés, de concurrence avec d'autres projets de décarbonation, ou de visibilité pour la décision des projets de prolongation/conversion.

Dans le cadre du BP2025, RTE souhaite réévaluer les perspectives d'évolution du parc thermique existant afin de pouvoir intégrer aux analyses les informations les plus récentes. Par rapport au BP2023, à la lumière de nouveaux échanges avec la filière, le risque de fermeture des cogénérations pourrait être plus important, notamment d'ici 2030 en fonction notamment du devenir des unités en sortie d'obligation d'achat (~1,8 GW environ). La

trajectoire considérée au sein du BP2023 (baisse limitée à 0,6 GW à 2030), ou d'autres trajectoires, pourraient être étudiées en variantes. Par ailleurs, les projets de décarbonation sur certains sites pourraient remettre en question le maintien en exploitation de certains moyens thermiques.

Le BP2023 a aussi mis en évidence le besoin, dans certaines configurations particulières (intégrant des prudences sur le développement des actions de sobriété et sur le rétablissement de la disponibilité nucléaire), de développer du thermique additionnel à la trajectoire étudiée. **Les apports à la sécurité d'approvisionnement de projets de construction de nouvelles capacités fonctionnant aux combustibles décarbonés seront spécifiquement étudiés sur la base des projets remontés par les parties prenantes.**

Question 11 – parc thermique

<u>Aux exploitants</u> : avez-vous de nouvelles perspectives de fermeture, prolongation de vos moyens de production (durée de vie envisagée, projet de modification du combustible principal, principaux jalons décisionnels) ?

Dans quelles mesures les projets de décarbonation des sites hébergeant certains moyens thermiques pourraient conduire à leur fermeture ? Selon quel calendrier ?

Quelles trajectoires vous sembleraient pertinentes d'étudier sur l'évolution de la capacité installée des cogénérations au gaz (amplitude des risques de fermetures à considérer) ?

<u>A tous :</u> avez-vous des projets de développement de nouveaux moyens de production ne fonctionnant pas aux combustibles fossiles ?

4.4. Moyens de stockage

Différents types de capacités de stockage peuvent être considérés, tels que les stations de pompage-turbinage hydroélectriques (STEP) et les batteries.

Concernant les STEP, il est proposé de reconduire les hypothèses du BP2023, à savoir une trajectoire de référence incluant un développement limité à 500 MW en 2035.

S'agissant des batteries, le volume raccordé à fin 2024 sur les réseaux de transport et de distribution s'élève à environ 1 GW en France. Ces batteries contribuent aujourd'hui pour l'essentiel à la fourniture de services systèmes, notamment la réserve primaire (près de 600 MW certifiés), et commencent à participer à la fourniture de réserve secondaire automatique (~80 MW certifiés), qui constitue un nouveau marché potentiel pour la filière. Les batteries peuvent également participer dès aujourd'hui aux marchés de gros pour tirer profit des variations des prix de l'électricité. A l'avenir, elles pourraient aussi contribuer à la résolution de congestions réseau, à travers l'organisation d'appels d'offres ou de mécanismes dédiés. Ce dernier point reste à instruire dans le prolongement des travaux effectués dans le cadre du SDDR publié début 2025.

Les nombreuses demandes de raccordement reçues par RTE pour des projets de nouvelles batteries laissent entrevoir une possible croissance importante du volume de batteries sur les prochaines années. S'il reste de fortes incertitudes sur les modèles d'affaire et la part de ces projets qui se réaliseront effectivement, il apparait désormais probable que les batteries continueront de se développer *a minima* pour la fourniture de services systèmes, et en particulier de la réserve secondaire.

Il est proposé pour ce nouvel exercice d'intégrer une trajectoire socle de développement minimal des batteries qui pourrait atteindre une capacité totale installée de près de 2,5 GW à 2030 (dédiées pour l'essentiel à la fourniture de services système mais également potentiellement à d'autres services spécifiques ne dépendant pas uniquement des signaux de marché de gros).

Les batteries dédiées aux services système sont supposées d'une capacité d'injection/soutirage de 2h (en ligne avec les caractéristiques des projets observés actuellement) et ne participant pas à l'équilibrage du système sur les autres mécanismes. Pour les autres batteries, des durées de fonctionnement plus longues, par exemple de 4h (observées au niveau européen), pourraient être privilégiées.

Les batteries pourront se développer au-delà de ces trajectoires, même si la viabilité économique est plus incertaine. A travers les études d'équilibre offre-demande aux différents horizons et sur les deux scénarios, RTE étudiera les opportunités pour le système électrique d'ajouter des batteries supplémentaires (de 4h) pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement et à l'optimisation du système.

Par ailleurs, une participation croissante des batteries aux services système pourrait libérer de la capacité des autres filières, qui y participent actuellement, notamment du parc nucléaire.

Question 12 – batteries

Selon vos modèles d'affaires, pensez-vous que d'autres hypothèses devraient être considérées sur le développement des batteries ? A la lumière de vos projets de développement de batteries, partagez-vous ces hypothèses sur les tailles/durées des batteries à considérer ?

5. Hypothèses sur les interconnexions et l'évolution de la consommation, de la production à l'échelle européenne

Dans la continuité des précédentes études prospectives, la modélisation de l'Europe par RTE repose sur la représentation du système électrique européen étendu à 16 pays au-delà de la France et intègre l'évolution du niveau d'interconnexion.

S'agissant tout d'abord des capacités d'interconnexion, la modélisation retenue reprend les dernières données disponibles partagées par les gestionnaires de réseau européens pour la réalisation des exercices européens (e.g ERAA/TYNDP). Concernant la France, il s'agit globalement d'hypothèses proches de celles utilisées pour le Bilan prévisionnel 2023 (à l'exception des projets avec la Grande-Bretagne) et conformes à la stratégie présentée dans le SDDR 2025. La trajectoire intègre ainsi la mise en service de Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne, avec une mise à jour du calendrier des projets, mais aussi un report du développement d'un nouveau projet entre la France et la Grande-Bretagne au-delà de l'horizon 2035.

S'agissant des stratégies énergétiques nationales, à l'instar de la France, la plupart des pays européens ont récemment revu leurs trajectoires d'atteinte des objectifs climatiques, en intégrant notamment des retards sur l'évolution de la consommation d'électricité à court terme qui se résorbent ensuite progressivement jusqu'à l'horizon 2035. D'autres révisions ont également pu concerner les rythmes de développement des énergies renouvelables, avec, par exemple, la révision à la baisse des ambitions sur l'éolien en mer dans certains pays afin de tenir compte de l'état d'avancement des projets. Ces informations nationales sont fournies par chaque gestionnaire de réseau de transport pour la réalisation des études d'adéquation européennes.

Pour la réalisation du Bilan prévisionnel 2025, RTE se fonde ainsi sur ces dernières données disponibles, qui sont pour la plupart également intégrées dans l'édition 2024 de l'évaluation de l'adéquation des ressources au niveau européen (ERAA 2024). Ces hypothèses (détaillées sur la page suivante) sont en particulier utilisées pour la représentation des mix électriques des pays européens du scénario « A actualisé » qui vise l'atteinte des objectifs nationaux et du paquet *Fit for 55*.

Pour le scénario « D », d'autres perspectives d'évolution des parcs européens pourraient être étudiées pour refléter un fonctionnement du système électrique européen davantage marqué par des périodes de surplus de production renouvelable. Selon une logique similaire à la définition des hypothèses pour la France du scénario « D » (voir parties 3 et 4), il s'agirait de projeter un rythme de développement des énergies renouvelables correspondant à celui observé ces deux dernières années (à l'exception de celui de l'éolien en mer qui pourrait être aligné à hauteur des projets déjà attribués) et à ne considérer qu'une partie des hausses de consommation envisagées dans les plans nationaux avec un abattement d'environ 50 % de la hausse prévue dans le scénario « A actualisé ». Les hypothèses de flexibilités de la consommation seraient également ajustées, en cohérence avec les baisses de consommation considérées.

Question 13 – hypothèses européennes

Que pensez-vous des ajustements proposés sur les hypothèses européennes pour la construction et l'étude du scénario « D » ?

Tableau 1. Principales hypothèses d'évolution du système électrique des pays limitrophes de la France dans le scénario « A actualisé », en comparaison avec le Bilan prévisionnel 2023 et les dernières tendances observées

	Demande *Consommation totale 2030 (y.c production H2)*	EnR *Développement des renouvelables (rythme moyen annuel pour PV et éolien terrestre, en capacité installée en 2030 pour éolien en mer)*			Autre *Autres informations : thermique, batteries*
Pays		**BP25 – A actualisé**	**BP23**	**Hist 23-24**	
	700 TWh *BP2023 : 757 TWh* *2023 : 496 TWh*	21 GW/an	26 GW/an	17 GW/an	Retard de la sortie du charbon fin 2030 de 13 GW, avec une fermeture progressive avant 2038. Construction de 10 GW de nouvelles capacités gaz entre 2030 et 2035.
		7 GW/an	9 GW/an	3 GW/an	
		28 GW	30 GW	9 GW	
	325 TWh *BP2023 : 324 TWh* *2023 : 238 TWh*	6 GW/an	6 GW/an	6 GW/an	Fermeture de 4 GW de capacité nucléaire entre 2026 et 2030 et des 3 GW restants avant 2036. Capacités CCG stables (29 GW) et +8 GW de batteries à 2030.
		4 GW/an	3 GW/an	1 GW/an	
		3 GW	3 GW	0 GW	
	363 TWh *BP2023 : 370 TWh* *2023 : 307 TWh*	6 GW/an	7 GW/an	6 GW/an	Capacités thermiques stables sur l'horizon du BP25 (~50 GW). Entre 2026 et 2030, baisse des ambitions d'installation des batteries avec +8 GW sur la période (-4 GW vs BP23).
		2 GW/an	1 GW/an	1 GW/an	
		2 GW	9 GW	0 GW	
	114 TWh *BP2023 : 118 TWh* *2023 : 80 TWh*	1 GW/an	1 GW/an	1 GW/an	Vision stable par rapport au Bilan Prévisionnel 2023.
		0,3 GW/an	0,3 GW/an	0,3 GW/an	
		4 GW	3 GW	2 GW	
	340 TWh *BP2023 : 361 TWh* *2023 : 284 TWh*	3 GW/an	3 GW/an	2 GW/an	Entre 2026 et 2030, baisse des capacités nucléaires de près de 3 GW. Entre 2030 et 2035, l'arrivée du nouveau nucléaire (+3GW) concomitante avec une baisse des capacités thermiques.
		2 GW/an	2 GW/an	1 GW/an	
		46 GW	44 GW	15 GW	

6. Hypothèses pour les analyses économiques et le paramétrage du mécanisme de capacité : hypothèses de prix des commodités et des coûts des technologies

Depuis 2017, en vertu de ses missions légales et à l'instar du Bilan prévisionnel 2023, RTE mène dans ses études prospectives des analyses économiques qui ont vocation à éclairer le débat et les choix publics (notamment sur les coûts et les enjeux de rentabilité des filières dans les différents scénarios) ainsi qu'apporter les éléments de justification nécessaires pour l'approbation des mécanismes de capacité par la Commission européenne.

La nécessité de mener ces analyses économiques est d'autant plus renforcée dans le Bilan prévisionnel 2025 qu'un des objectifs de cet exercice sera de fournir également les analyses permettant la définition précise des paramètres du prochain mécanisme de capacité. Les éléments de design de ce mécanisme font quant à eux l'objet d'une concertation technique au travers des instances *ad hoc* organisées par RTE (Commission perspectives du système et réseau (CPSR), Commission d'accès aux marchés (CAM), GT « Mécanisme de capacité »).

A l'issue de deux ans de travaux au sein de ces instances, l'article 6 de la loi de finances pour 2025 a consacré les principes de fonctionnement et de gouvernance du nouveau mécanisme de capacité. Contrairement à son prédécesseur, le nouveau dispositif prendra la forme d'un mécanisme centralisé au sein duquel RTE sera chargé de contractualiser et sécuriser, pour chaque période de livraison, l'ensemble des capacités nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. En pratique, les éléments permettant de définir la courbe de demande de capacité et l'ensemble des paramètres nécessaires à l'organisation des enchères seront transmis par RTE à la CRE, qui soumettra une proposition au Ministre chargé de l'énergie. Celui-ci définira par la suite les paramètres finaux pour le lancement des enchères.

La qualité des données d'entrée sera déterminante pour disposer de paramètres pertinents et robustes. A défaut, le paramétrage du dispositif risquera d'être faussé et pourrait l'empêcher d'atteindre l'objectif qui lui est assigné, avec de potentielles conséquences sur le modèle économique de certains actifs de production et, *in fine*, la sécurité d'approvisionnement du pays.

La présente consultation vise donc à mettre à jour et préciser les données de coûts des moyens de production et des flexibilités et les données nécessaires pour estimer leurs revenus. Pour permettre la meilleure exploitation des données transmises, les acteurs sont invités à détailler au maximum le périmètre des différentes composantes de coûts, les périodes de validité des hypothèses, les délais de mise en œuvre, les devises de référence, si elles correspondent à des estimations hautes ou basses, ou toute autre information pertinente pour leur utilisation dans le cadre de la modélisation des processus de décision économique.

Comme pour l'ensemble des questions de cette consultation, les répondants pourront indiquer lorsque ces données sont confidentielles. RTE est habilité par le code de l'énergie à être destinataire de ce type d'information : toutes les informations recueillies dans ce cadre

sont considérées comme commercialement sensibles et protégées comme telles par RTE au titre de la loi.

6.1. Des hypothèses de coûts à consolider

D'une part, pour déterminer les coûts de chaque type de capacité, plusieurs informations importantes sont nécessaires : les coûts d'investissements (CAPEX, en €$_{24}$/kW[4]), les coûts d'opération et maintenance (OPEX fixes, en €$_{24}$/kW) ainsi que le coût du capital. Ces informations sont importantes à la fois pour les capacités existantes et les projets de nouvelles capacités, et tout particulièrement pour les capacités dont le modèle économique repose totalement ou en grande partie sur la rémunération capacitaire.

Hypothèses de coûts pour les capacités existantes

S'agissant des capacités existantes, les hypothèses à collecter peuvent différer en fonction des enjeux les concernant :

- Pour les capacités visant à rester en fonctionnement : il s'agit de communiquer les coûts réels de fonctionnement de ces moyens (OPEX fixes, en €$_{24}$/kW), en particulier ceux concernant les moyens les plus à risque de fermeture en l'absence de mécanisme de capacité, tels que les CCG, les TAC au gaz et au fioul, les cogénérations et les petits moyens thermiques décentralisés. En cas d'absence de retours quantitatifs, RTE utilisera par défaut les hypothèses de coûts concertées dans le cadre de l'exercice BP2023 et rappelées ci-dessous.
- Pour les capacités ayant des projets d'investissement (pour prolonger la durée de vie d'exploitation, pour augmenter la capacité de production ou pour convertir la centrale à de nouveaux combustibles) : toutes les données de coûts (CAPEX et OPEX) seront importantes à partager et RTE se fondera sur les données prévisionnelles communiquées par les porteurs de projets pour effectuer les analyses.

Tableau 2. Rappels des hypothèses de coûts fixes des actifs existants dans le BP2023

	OPEX fixes (€$_{24}$/kW/an)
CCG gaz naturel	46
TAC et cogénération	23

[4] Un déflateur de 1,08 €$_{24}$/€$_{23}$ est utilisé pour le changement d'année monétaire de référence.

Hypothèses de coûts pour les nouvelles capacités

S'agissant des nouvelles capacités, le chapitre 6 et les principaux résultats du BP2023 ont permis de montrer que le développement de différents bouquets de flexibilités permet de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030-2035. En fonction des configurations, ces bouquets peuvent inclure le développement de flexibilités de consommation, de moyens de stockage (batteries ou STEP) ou de thermique (construction de nouvelles centrales fonctionnant aux combustibles décarbonés, etc.).

Les hypothèses de coûts de développement de ces technologies ont été concertées dans le cadre du BP2023 et sont également rappelées ci-dessous. Elles doivent être mises à jour dans le cadre du BP2025 afin d'intégrer les données les plus récentes et les hypothèses de coûts des projets pouvant se développer sur les prochaines années. En l'absence de données récentes, RTE se fondera par défaut sur les hypothèses de coûts concertées pour le BP2023.

Les flexibilités de consommation concentrent beaucoup d'incertitudes quant à leur structure de coûts qui semble très hétérogène en fonction des usages. Dans le BP2023, il a été retenu des coûts négligeables pour la mise en œuvre de modes flexibles pour les usages dans les bâtiments (par exemple, système de pilotage du chauffage, de l'eau chaude sanitaire ou de la recharge des véhicules électriques). Pour les effacements, une fourchette entre 30 et 100 k€/MW/an a été considérée, sur la base des hypothèses de coûts et de gisements issues des rapports « L'effacement de la consommation électrique en France » et « Réseaux électriques intelligents (REI) » respectivement publiés par l'ADEME et RTE en 2017. Les opérateurs de flexibilités et d'effacements sont invités à communiquer des données sur les coûts et les gisements associés aux différents usages flexibles.

Concernant les projets de nouvelles centrales fonctionnant aux combustibles décarbonés, RTE se fondera sur les données prévisionnelles communiquées par les exploitants pour effectuer les analyses.

Tableau 3. Rappels des hypothèses de coûts des nouvelles capacités dans le BP2023

Technologie	Hypothèse	CAPEX (€$_{24}$/kW)			OPEX fixes (€$_{24}$/kW/an)	Durée de vie (ans)
		2025	2030	2035		
STEP	Référence	2160			16	70
Batteries stationnaires 4h	Référence	1706	1490	1274	32	15
	Basse	1706	1350	994		
	Elevée	1706	1631	1555		
Batteries stationnaires 1h (utilisées pour les réserves)	Référence	626	540	464	12	15
	Basse	626	486	356		
	Elevée	626	605	583		
TAC (décarbonée)	Elevée	906			23	30
	Basse	691				
CCG (décarboné)	Elevée	1251			46	40
	Basse	1036				

Ces hypothèses de coûts pourraient également être adaptées en fonction de l'hypothèse retenue sur les tailles/durées d'injection des batteries qui sont prévues d'être installées (cf partie 4.4).

Hypothèse de coût du capital

L'hypothèse de coût du capital (ou CMPC) joue un rôle structurant dans l'annualisation des coûts d'investissement et nécessite ainsi d'être révisée et concertée avec les parties prenantes.

Contrairement au contexte prévalant au moment de l'élaboration des *Futurs énergétiques 2050*, les perspectives d'accès à des conditions de financement favorables et à des taux d'intérêt très bas semblent désormais plus difficilement atteignables. Les évolutions récentes du contexte économique, de même que les anticipations des analystes, suggèrent en effet une révision à la hausse de ces hypothèses, et en particulier du taux sans risque par rapport aux hypothèses des *Futurs énergétiques 2050* (et ce, même si les taux ont connu des fluctuations orientées à la baisse ces deux dernières années). Le taux sans risque, qui peut être assimilé au taux d'emprunt de l'Etat français à 10 ans, s'est maintenu inférieur à 1 % pendant plus d'une décennie jusqu'à la crise de 2022, mais pourrait désormais s'établir à un niveau plus élevé que celui envisagé dans les études précédentes. Par exemple, une hypothèse de taux sans risque plus en ligne avec le consensus des économistes pourrait être de 2,5 % (conduisant à rehausser le CMPC uniforme de 6 % réel avant impôts utilisé dans le BP2023 à 8 % dans le cadre du BP2025).

Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, puis du BP2023, RTE s'est appuyé, pour calculer les coûts complets du système électrique, sur une approche méthodologique visant à appliquer un CMPC uniforme pour toutes les technologies et indépendant du cadre de régulation, faute de méthode claire pour identifier des CMPC spécifiques à chaque technologie.

Néanmoins, les études économiques qui doivent être menées dans le cadre ce Bilan prévisionnel pour le paramétrage du mécanisme de capacité soulèvent l'opportunité de considérer des hypothèses les plus proches des conditions réelles de financement des projets. Par conséquent, RTE considérera la possibilité d'employer des CMPC différenciés selon les technologies, et également selon le niveau de risque des projets et leur cadre de régulation. En particulier, des hypothèses différentes pourront être prises selon la présence ou non d'un contrat pluriannuel sur la capacité et selon sa durée. De même, RTE pourra considérer des hypothèses précises de CMPC communiquées par les acteurs plutôt que des hypothèses normatives afin de s'adapter aux conditions de projets spécifiques. A nouveau, les acteurs sont invités à contextualiser les données transmises à RTE en précisant, par exemple, la structure des financements envisagés, les coûts associés ainsi que les décompositions entre taux sans risque et primes de risque si pertinent.

Question 14 – hypothèses de coûts

Disposez-vous d'éléments nouveaux permettant de déterminer les coûts réels de fonctionnement de vos moyens de production existants, en particulier ceux à risque de fermeture en l'absence de rémunération capacitaire ?

Batteries - Selon vous, les hypothèses de coûts de développement des batteries devraient-elles être mises à jour depuis le BP2023 ? Quelle taille de batteries prévoyez-vous majoritairement de développer (en nombre d'heures de stock) ?

Thermique – quels sont les coûts des projets de nouvelles centrales thermiques décarbonées, ou de conversion de centrales existantes (CAPEX et OPEX fixes et variables) ?

Flexibilités de consommation - Quels coûts préconisez-vous de retenir pour la mise en place des flexibilités de consommation en fonction du gisement mobilisé, des secteurs (industriel, résidentiel, tertiaire) et du type d'effacement (pilotage tarifaire, pilotage dynamique, valorisé de façon implicite ou explicite) ?

Coûts du capital – Comment les évolutions récentes du taux sans risque ont impacté vos coûts de financement ? Dans le cadre précis des projets d'investissement en lien avec le mécanisme de capacité, quel niveau de coût de capital anticipez-vous en fonction de la durée des contrats pluriannuels ? (préciser, par exemple et si pertinent, la structure des financements envisagés, les coûts associés ainsi que les décompositions entre taux sans risque et primes de risque)

6.2. Projection des revenus et hypothèses sur les prix des commodités

Les revenus projetés sur les marchés « énergie », en particulier sur le maché *spot* (tout comme les coûts variables des moyens de production thermique), sont directement dépendants des hypothèses de prix des principales commodités (gaz, charbon et CO2). Ces hypothèses sont donc concertées dans le cadre de cette consultation et feront l'objet d'analyses de sensibilités.

Par ailleurs, d'autres paramètres sont également importants pour projeter les revenus anticipables par les acteurs afin de réaliser l'analyse de rentabilité économique et sont donc à ce titre aussi abordés dans le cadre de cette consultation.

Prix du gaz, charbon : des hypothèses reconduites

Les prix internationaux des énergies ont très nettement reflué depuis 2022 et ont suivi des trajectoires proches de celles envisagées dans le cadre macroéconomique favorable du BP2023.

Les marchés du charbon se sont par exemple stabilisés à un niveau de prix légèrement supérieur à 100 $/t en 2024. Quant aux marchés gaziers, même s'ils anticipent aujourd'hui un regain de tensions jusqu'en 2026, notamment du fait de retards de projets de liquéfaction aux Etats-Unis et de l'interruption des flux gaziers russes par gazoduc vers l'Europe, ils semblent devoir rapidement s'orienter sur une nouvelle tendance baissière. Cette situation n'est en

revanche pas garantie, et les marchés pourraient connaitre des périodes de forte instabilité et volatilité au regard du contexte international qui reste très tendu.

Il est donc proposé de reconduire pour le BP2025, à partir de 2025 et sur tout l'horizon, les trajectoires de prix envisagées dans le cadre macroéconomique favorable du BP2023 (e.g : en 2030, le prix du gaz s'établit à 26 €$_{2024}$/MWh et celui du charbon à 80 $$_{2024}$/t).

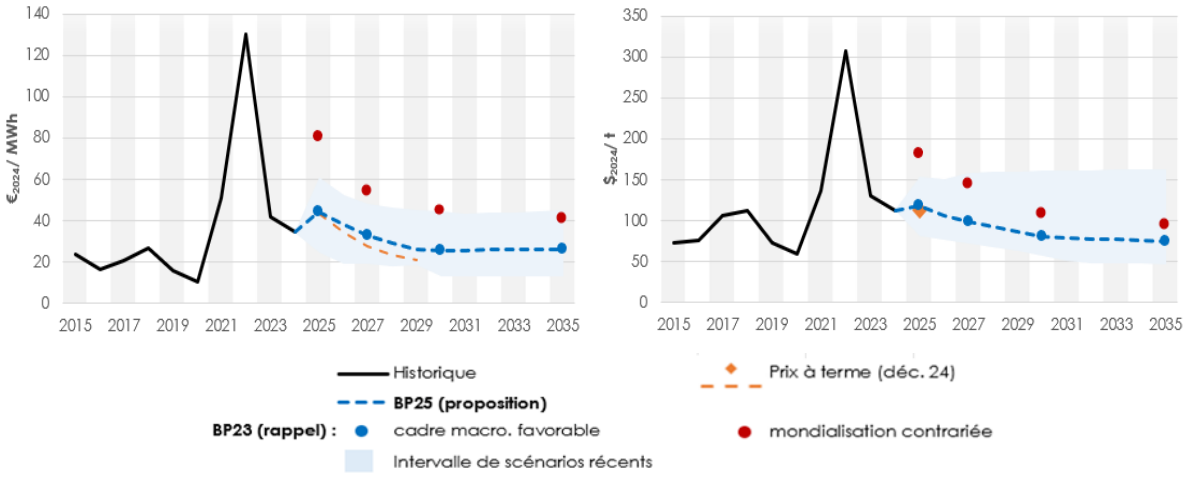


Figure 3. Prix du gaz naturel (TTF, à gauche) et du charbon (ARA, à droite)

Prix du CO_2 : des hypothèses mises à jour et différenciées

Dans le BP2023, RTE a retenu une trajectoire unique de prix du CO_2 qui atteignait à l'horizon 2030 la valeur du scénario APS du *World Energy Outlook* (WEO) publié par l'AIE en 2022, traduisant une augmentation progressive de plus de 80 €/tCO_2 (niveau de prix moyen en 2022 et 2023) vers 130 €$_{2024}$/tCO_2 en 2030. Or le prix du CO_2 sur l'EU-ETS s'est établi en 2024 à un niveau très inférieur à ces projections, à 65 €/tCO_2. Ceci s'expliquant notamment par de faibles niveaux d'émissions des secteurs électrique (faible consommation d'électricité, forte poussée des renouvelables) et industriel (activité en berne) en Europe l'année dernière.

Pour le BP2025, il est ainsi proposé de mettre à jour cette trajectoire pour le scénario « A actualisé ». Cela consisterait à partir du nouveau point de départ 2024 et à considérer une augmentation jusqu'à la nouvelle valeur projetée dans le scénario APS du WEO 2024 (soit 120 €$_{2024}$/tCO_2 en 2030), permettant ainsi de conserver une trajectoire cohérente avec les objectifs de décarbonation.

Contrairement au BP2023, il est en revanche proposé de différencier cette hypothèse entre les scénarios et ainsi de considérer dans le scénario « D » une trajectoire de prix plus basse, en ligne avec la vision actuelle du marché pour le court et moyen terme (i.e. alignée sur les prix à terme), atteignant de l'ordre de 80 €$_{2024}$/tCO2 en 2030. Cela permettrait de mieux refléter les conditions de marché récentes ainsi que l'incertitude sur l'atteinte des objectifs climatiques à moyen terme du fait des retards pris sur l'électrification notamment.

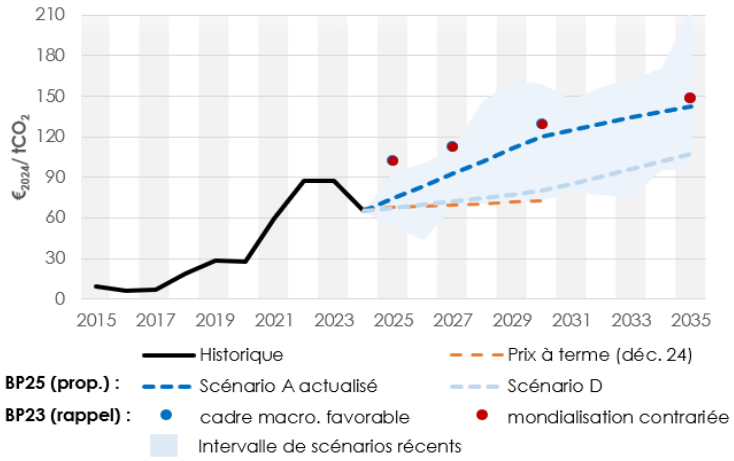


Figure 4. Prix du CO_2 sur l'EU-ETS

Question 15 – hypothèses de projection des prix des commodités

Prix des combustibles - Vous semble-t-il pertinent de reconduire les hypothèses de prix des combustibles retenues dans le cadre macroéconomique favorable du BP2023 ? Quelles analyses de sensibilités jugez-vous nécessaire d'étudier ?

Prix du CO2 - La différenciation de l'hypothèse de prix du CO_2 entre les deux scénarios vous parait-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Pensez-vous nécessaire d'étudier des analyses de sensibilités supplémentaires sur le prix du CO_2, si oui lesquelles ?

Autres hypothèses liées à la projection des revenus

L'anticipation des revenus engrangés sur les autres marchés (e.g. infrajournalier, réserves, services système, chaleur, etc.) est plus compliquée à estimer précisément et de manière exhaustive dans les modèles utilisés pour l'analyse de sécurité d'approvisionnement. Or ces revenus peuvent jouer un rôle déterminant dans l'analyse de rentabilité économique des flexibilités (e.g batteries) et des cogénérations en particulier. Sur ce sujet, RTE vise donc à s'appuyer sur les estimations partagées par les exploitants. Les acteurs sont donc invités à partager leurs hypothèses de revenus pour les différents services en €$_{24}$/MW/an, en précisant le type d'actif concerné.

Enfin, la forte volatilité des prix de l'électricité qui résultent des fondamentaux décrits ci-dessus peut conduire les exploitants, en situation d'aversion au risque, à prendre des prudences sur leurs anticipations de revenus. En effet, certains modèles théoriques sur le fonctionnement du marché de l'électricité conduisent à considérer que les exploitants de centrales (notamment centrales de pointe ou de semi-base) seraient fortement rémunérés lors des épisodes de tension sur le système électrique pendant lesquels les prix montent à des niveaux très élevés (plusieurs milliers d'euros par mégawattheure), et a fortiori si les plafonds de prix sur les marchés étaient rehaussés. Ce type d'approche conclut parfois à ce que les revenus sur le seul marché de l'énergie lors des pics de prix soient suffisants pour rentabiliser de nouveaux moyens de production, même sans mécanisme de capacité.

RTE considère toutefois que cette approche ne reflète pas le comportement réel des développeurs de nouvelles centrales et des investisseurs, qui ne peuvent fonder la rentabilité de leurs actifs sur des épisodes certes très rémunérateurs mais également rares et dont l'occurrence reste incertaine. C'est pourquoi dans le BP2023, une approche utilisant une *conditional value at risk* (CVaR) a été retenue, paramétrée avec une valeur de 90 %, afin de représenter cette aversion au risque et ne pas considérer dans l'analyse de rentabilité économique des moyens les 10 % de situations les plus exceptionnelles présentant les revenus les plus élevés mais aussi les plus incertains.

Ce type d'hypothèse, déterminant pour la justification et le dimensionnement du mécanisme de capacité, doit donc être confronté à la pratique des acteurs du secteur. Les acteurs sont par conséquent invités à s'exprimer sur la manière dont ils retranscrivent cette aversion au risque liée à la volatilité des prix de l'électricité dans l'évaluation de leurs projets ainsi que sur la cohérence avec les hypothèses de modélisation faite par RTE.

Question 16 – autres hypothèses liées à la projection des revenus

Revenus complémentaires – Selon vos modèles d'affaires, quels revenus perçus sur les autres marchés (e.g., infrajournalier, réserves, services système, chaleur, etc.) seraient à intégrer à l'analyse de rentabilité économique (en €$_{24}$/kW/an pour vos différents moyens de production et stockage) ?

Aversion au risque – L'hypothèse d'une aversion au risque affectant les anticipations des revenus issus des marchés de l'énergie vous semble-t-elle fondée ? Si oui, validez-vous sa modélisation via l'utilisation d'une CVaR avec un seuil de 90 % ?