

## La transition du système électrique français à l'horizon 2030

### Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires

Andreas Rüdinger, Michel Colombier, Nicolas Berghmans (Iddri), Patrick Criqui, Philippe Menanteau (GAEL-edden)

#### UNE DÉCENNIE CHARNIÈRE POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

Les incertitudes autour du vieillissement du parc nucléaire historique, l'érosion des capacités charbon et fioul ainsi que les objectifs de diversification du mix électrique induisent des transformations de grande ampleur pour le système électrique français. Au-delà des objectifs politiques nationaux, la transition du système électrique français doit également prendre en considération les évolutions du marché européen interconnecté. Face à ces nouveaux défis, la planification joue un rôle clé pour élaborer une trajectoire cohérente et résiliente face aux incertitudes.

#### L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE, UN ENJEU INSUFFISAMMENT CONSIDÉRÉ

Trop souvent considérée comme une donnée exogène, l'évolution de la demande électrique devrait être réaffirmée comme point de départ de la planification, autour d'une vision politique ambitieuse et d'objectifs chiffrés, afin d'éviter le risque d'investissements échoués dans les infrastructures de production. L'évolution du solde exportateur français pourrait également représenter un levier stratégique pour créer des marges de manœuvre pour la transformation du mix électrique.

#### LE DÉFI DE LA GESTION DE L'ÉCHÉANCE DES 40 ANS POUR LE PARC NUCLÉAIRE FRANÇAIS

La moitié des 58 réacteurs existants devront réaliser leur 4<sup>e</sup> visite décennale d'ici à 2025, mettant en lumière le besoin de définir une stratégie de gestion cohérente à moyen terme tenant compte des objectifs politiques décidés, de l'intérêt et des incertitudes techniques et économiques relatives à l'extension de leur durée de vie. À consommation stable et sans augmentation du solde exportateur, aucune prolongation de réacteur n'est en théorie nécessaire avant 2025 pour respecter l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité française.

#### LE MANQUE D'ANTICIPATION DES ÉCHÉANCES PEUT AVOIR UN COÛT SIGNIFICATIF

L'élaboration d'une trajectoire phare sur le moyen et long terme paraît indispensable afin d'assurer une transition progressive et la cohérence entre les points de passage 2023 (planification pluriannuelle de l'énergie), 2025 (diminution du nucléaire) et 2030 (développement des énergies renouvelables électrique). L'analyse des trajectoires montre ainsi qu'en l'absence d'un meilleur lissage des évolutions, la période 2023-2025 pourrait générer des transformations potentiellement brusques et coûteuses.

Copyright © 2017 Iddri

En tant que fondation reconnue d'utilité publique, l'Iddri encourage, sous réserve de citation (référence bibliographique et/ou URL correspondante), la reproduction et la communication de ses contenus, à des fins personnelles, dans le cadre de recherches ou à des fins pédagogiques. Toute utilisation commerciale (en version imprimée ou électronique) est toutefois interdite.

Sauf mention contraire, les opinions, interprétations et conclusions exprimées sont celles de leurs auteurs, et n'engagent pas nécessairement l'Iddri en tant qu'institution ni les individus ou les organisations consultés dans le cadre de cette étude.

Citation : Rüdinger, A., Colombier, M., Berghmans, N., Criqui, P., Menanteau, P. (2017). La transition du système électrique français à l'horizon 2030 - Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires, *Studies* N°05/17, Iddri, Paris, France, 38 p.



Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'Agence nationale de la recherche au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-01.



Pour toute question sur cette publication, merci de contacter :  
Andreas Rüdinger – [andreas.rudinger@iddri.org](mailto:andreas.rudinger@iddri.org)

ISSN 2258-7535

# La transition du système électrique français à l'horizon 2030

Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires

Andreas Rüdinger, Michel Colombier, Nicolas Berghmans (Iddri), Patrick Criqui, Philippe Menanteau (GAEL-edden)

---

<b>INTRODUCTION</b>	<b>5</b>
<b>1. LES DÉFIS STRUCTURELS POUR L'AVENIR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS</b>	<b>6</b>
1.1. L'évolution de la demande en électricité d'ici à 2030	6
1.2. Le vieillissement du parc nucléaire français	8
1.3. La problématique du renforcement de la sûreté des réacteurs	8
1.4. Les incertitudes économiques autour de la prolongation des réacteurs	9
1.5. Le potentiel à l'export de la production française sur le marché électrique européen	12
1.6. Le rythme de développement des énergies renouvelables	13
1.7. Les nouveaux défis pour assurer l'équilibre offre-demande	14
1.8. Les enjeux de temporalité et d'anticipation des décisions	15
1.9. Conclusion sur les enjeux structurels du système électrique français	17
<b>2. ANALYSE DE SCÉNARIOS DE TRANSITION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS</b>	<b>17</b>
2.1. Méthodologie et présentation des scénarios	17
2.2. Le scénario S1	20
2.3. Le scénario S2	22
2.4. Le scénario S3	24
2.5. Le scénario S4	26
2.6. Analyse comparative des scénarios	28
<b>3. CONCLUSION</b>	<b>32</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>34</b>
<b>ANNEXE</b>	<b>35</b>



## INTRODUCTION

Après deux décennies marquées par une grande stabilité, le système électrique français s'apprête à faire face à d'importants enjeux sur la décennie à venir. Ces enjeux résultent en premier lieu du nécessaire renouvellement des équipements de production, suscitant notamment la question de l'avenir du parc nucléaire français : 37 réacteurs, représentant plus de la moitié de la puissance installée (63,1 GWe) atteindront leurs 40 ans de fonctionnement d'ici à 2025. D'autre part, ces enjeux se réfèrent aux objectifs politiques issus de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV), adoptée en juillet 2015. Celle-ci fournit notamment les orientations pour une diversification croissante du mix de production d'électricité au travers de deux objectifs clés : diminuer la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité à l'horizon 2025 (contre 75 % actuellement) et développer les énergies renouvelables pour atteindre une part de 40 % de la production d'électricité en 2030.

Face à l'ampleur des transformations attendues pour répondre à ces défis, la planification de la transition du secteur électrique revêt naturellement une importance majeure. Elle doit en premier lieu permettre la mise en cohérence des différents objectifs en dessinant une trajectoire des évolutions prévues. Elle doit également être l'occasion de décliner ces évolutions dans le temps, afin d'anticiper les échéances clés et d'éviter des changements trop abrupts ou les effets d'irréversibilité. Enfin, elle apparaît indispensable pour coordonner les décisions des différents acteurs du monde énergétique, en leur fournissant la visibilité requise sur les transformations à moyen terme.

Prenant en compte la nécessité de définir une trajectoire pour mettre en cohérence ces objectifs et piloter la transition à court et moyen termes, la loi TECV a également introduit un nouvel outil

phare de planification : la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). En tant que « schéma directeur », celle-ci vise à définir des objectifs quantifiés sur un horizon de 5 à 10 ans pour assurer le pilotage des investissements, améliorer la lisibilité de la stratégie politique et permettre un suivi du processus dans la durée. Si l'exercice de planification porte naturellement sur l'ensemble du système énergétique, c'est notamment sur le système électrique que sa contribution est fortement attendue, en vue de définir une feuille de route claire pour sa transition.

La présente étude s'inscrit précisément dans ce cadre de réflexion sur les trajectoires futures du système électrique français et vise à fournir une contribution au débat politique au travers d'un éclairage sur les enjeux structurels à moyen terme. L'étude est organisée en deux parties. La première partie propose un cadrage sur les principaux facteurs d'incertitudes qui conditionnent la transition du secteur électrique français sur le plan technique, économique et politique. La seconde partie présente une analyse exploratoire de quatre scénarios d'évolution du système électrique à l'horizon 2030, réalisés avec l'outil de modélisation *ElecSim*. Celle-ci vise, d'une part, à évaluer les conditions de mise en cohérence de ces trajectoires, en tenant compte des objectifs politiques, et, d'autre part, à analyser leur capacité à répondre aux enjeux identifiés en première partie, ainsi que leur résilience vis-à-vis des facteurs d'incertitude qui persistent.

## 1. LES DÉFIS STRUCTURELS POUR L'AVENIR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

Quel que soit le scénario finalement retenu, un certain nombre de facteurs et enjeux doivent être pris en considération pour envisager les trajectoires d'évolution du système électrique français du côté de la demande et de l'offre. Ces éléments sont exposés et analysés dans cette partie, avec l'ambition de qualifier les éléments d'incertitude sur chacun des paramètres.

### 1.1. L'évolution de la demande en électricité d'ici à 2030

#### Les scénarios d'évolution de la consommation d'électricité

Les hypothèses sur l'évolution des consommations d'électricité constituent un facteur déterminant pour les scénarios prospectifs de transition, comme l'illustre la comparaison des trajectoires étudiées en 2013 dans le Débat national sur la transition énergétique (Carbone 4, 2014 ; DNTE, 2013 ; Grandjean, Blanchet et Finidori, 2014). Partant de visions contrastées, ces scénarios exposent un large éventail de futurs envisageables, allant d'une forte augmentation de la consommation intérieure en lien avec l'électrification des usages (+1,8 % par an dans le scénario « décarbonation », DEC) à un scénario de forte baisse, fondé sur l'efficacité et la sobriété énergétique (-1,3 % par an, scénario SOB) (Carbone 4, 2014).

#### Encadré 1. Les enjeux de l'évolution de la demande d'électricité en France

- L'Iddri publie début 2017 une étude détaillée sur les perspectives de la demande d'électricité en France sur la base de deux séminaires d'experts organisés conjointement avec Agora Energiewende. Cette étude identifie deux tendances lourdes à l'origine de la stagnation des volumes d'électricité consommés en France : l'accélération des progrès en termes d'efficacité énergétique encouragés par des politiques publiques nationales et européennes et le déplacement de l'activité économique vers des activités moins intensives en énergie, illustré par la baisse de l'activité des industries lourdes et la hausse continue de la part des services.
- À plus long terme, la transition énergétique pourrait signifier une évolution profonde de la structure et des modes de consommation d'électricité résultant de l'addition de nouveaux usages de l'électricité et d'un rôle accru des consommateurs pour adapter leur demande aux variations de production d'électricité d'origine renouvelable et ainsi fournir leur flexibilité au système électrique. L'étude identifie alors cinq enjeux majeurs relatifs aux consommations d'électricité pour la planification de la transition du système électrique

français : l'évolution de la pointe hivernale de consommation, l'importance des politiques de rénovation des bâtiments sur l'évolution des usages thermiques de l'électricité, l'intégration de la demande des véhicules électriques, la définition des modèles économiques et réglementaires pour le développement du pilotage des consommations d'électricité, et les implications des évolutions spatiales des consommations d'électricité sur la planification du réseau électrique et l'échelle d'équilibrage du système.

- Afin de rester concis, seul l'enjeu de la pointe hivernale de consommation a été développé dans ce document en raison de son caractère dimensionnant à court terme pour le système électrique français. Pour les autres enjeux identifiés ainsi que le reste de l'étude, voir Berghmans (2017).

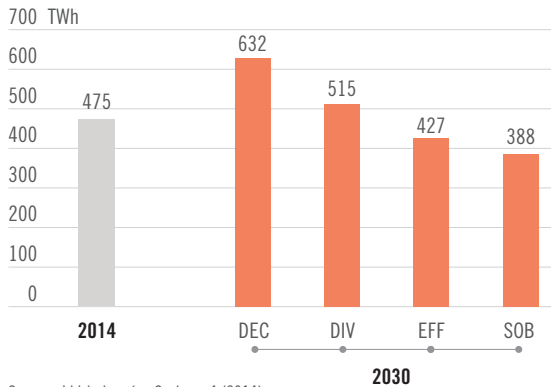
Dans une approche plus exploratoire et davantage focalisée sur les court et moyen termes, les scénarios développés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) dans le cadre des bilans prévisionnels (BP) sur l'équilibre offre-demande fournissent des indications plus détaillées, autour d'une idée phare : la décennie actuelle correspond à un probable renversement de tendance. En effet, si la consommation électrique a historiquement connu un taux de croissance relativement élevé, celui-ci a progressivement décliné avant de marquer une période de stabilisation dans les années 2000. Fait notable, le scénario de référence du bilan prévisionnel 2016 affiche pour la première fois une baisse des consommations d'électricité pour les prochaines années, indiquant que les gains d'efficacité électrique permettront de compenser l'électrification des usages et l'évolution démographique dans un contexte de croissance économique modeste (RTE, 2016a). La Figure 2 montre l'évolution de la consommation intérieure d'électricité<sup>1</sup> suivant les trois scénarios étudiés dans le cadre du BP 2016 jusqu'en 2021, ainsi qu'une prolongation tendancielle à l'horizon 2030.

Tenant compte de l'incertitude importante pour la période qui dépasse l'horizon du bilan prévisionnel RTE (2016-2021), l'analyse des scénarios évalués en seconde partie de cette étude s'appuiera sur l'hypothèse centrale d'une stabilisation des consommations d'ici à 2030, en phase avec les orientations de la PPE.

Indépendamment de ce choix méthodologique, l'étude retient néanmoins le constat d'un traitement jusque-là insuffisant de l'évolution

1. La consommation intérieure brute d'électricité correspond à la production globale, diminuée du solde net des échanges avec les pays frontaliers. Elle comprend ainsi non seulement la consommation finale des différents secteurs (résidentiel, tertiaire, industrie), mais également l'autoconsommation du secteur électrique et les pertes de réseaux.

**Figure 1.** Consommation intérieure brute d'électricité en 2030 dans les trajectoires du DNTE



Source : Iddri, données Carbone 4 (2014).

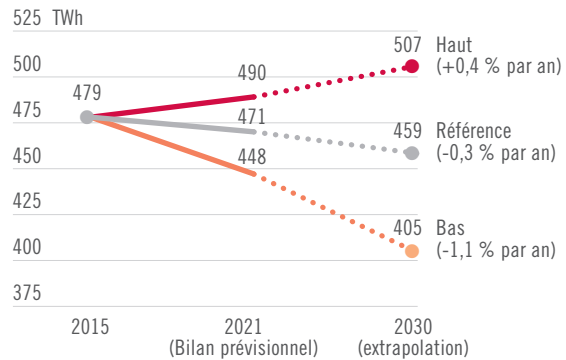
de la consommation d'électricité dans la planification nationale, celle-ci ne faisant l'objet d'aucun objectif chiffré en ce qui concerne un niveau jugé « souhaitable », que ce soit pour le niveau de demande en volume ou encore pour l'évolution de la pointe hivernale, enjeu pourtant crucial pour la gestion de l'équilibre offre-demande.

**L'enjeu de la pointe hivernale et son évolution à moyen terme**

Au-delà des considérations sur la consommation d'électricité en volume, l'évolution de la demande en puissance reste un enjeu majeur pour le système français, en lien avec les aléas liés à la thermosensibilité et les pics de demande engendrés par le chauffage électrique. Présent dans près d'un tiers des bâtiments français, le chauffage électrique représente ainsi une puissance appelée moyenne d'environ 20 GW durant l'hiver (30 % du total), avec une très forte sensibilité climatique. Les variations de demande en puissance, induites en grande partie par cette « thermosensibilité », constituent un défi important pour la gestion du système électrique français, et ce à différents pas de temps :

- au sein d'un même hiver, la puissance appelée par le seul chauffage électrique peut varier entre 5 et 45 GW entre une journée clémente et une journée particulièrement froide (RTE 2016a) ;
- au sein d'une année : l'écart saisonnier entre la demande minimale (la nuit en été) et maximale (le soir en hiver) peut dépasser 70 GW en puissance (valeurs 2012) ;
- d'une année sur l'autre : en février 2012, le record historique de pointe électrique hivernale a été atteint avec une valeur de 102,1 GW, alors que la pointe de 2014 s'établissait à un niveau 20 GW plus bas (82,5 GW).

**Figure 2.** Évolution de la consommation intérieure d'électricité selon les tendances du bilan prévisionnel de RTE



Source : Iddri, données RTE (2016).

La thermosensibilité de la demande électrique française constitue en premier lieu un défi sur le plan technique, puisque le système doit être dimensionné pour garantir la sécurité d'approvisionnement en toutes circonstances, selon le critère de la « pointe hivernale à une chance sur dix »<sup>2</sup>. Elle constitue également un enjeu économique, en lien avec la question de la viabilité des capacités thermiques *de pointe*, qui n'atteignent pas nécessairement un nombre d'heures de fonctionnement suffisant pour assurer leur équilibre économique, ce qui tend à justifier la mise en place de dispositifs de rémunération complémentaires (le mécanisme de capacité).

En phase avec l'évolution des consommations en volume, les scénarios établis dans le cadre du BP 2016 font état d'une possible stabilisation (scénario haut), voire d'une légère baisse (scénarios référence et bas) de l'indicateur de la pointe « à une chance sur dix », comprise entre 96,4 et 102,8 GW en 2021. Les scénarios élaborés dans la suite de cette étude retiendront l'hypothèse centrale d'une légère baisse de l'indicateur (-0,2 % par an), conformément au scénario de référence. Cette hypothèse peut notamment être justifiée par les deux dynamiques complémentaires affectant la pointe hivernale maximale. En premier lieu, RTE indique une baisse continue de la contribution des usages non thermosensibles à la pointe en soirée, notamment en lien avec les gains d'efficacité importants sur l'éclairage public et résidentiel. En second lieu, la contribution du chauffage électrique à la pointe devrait se stabiliser, voire

2. L'indicateur de la pointe à une chance sur dix représente le niveau de consommation maximal qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, correspondant à une vague de froid extrême (RTE, 2016a)

diminuer progressivement sous l'effet combiné du renforcement des réglementations thermiques pour le bâtiment neuf et l'existant et l'accélération du programme de rénovations thermiques. Par ailleurs, RTE indique que la hausse des nouveaux usages de l'électricité (notamment la recharge de véhicules électriques) ne devrait pas affecter cette tendance sur les prochaines années, tout en signalant qu'il y a un réel enjeu à développer dès à présent les systèmes de recharge dits « intelligents », permettant de concentrer les recharges sur les périodes de faible consommation (RTE, 2016a).

### 1.2. Le vieillissement du parc nucléaire français

Le parc de centrales nucléaires françaises est actuellement composé de 58 réacteurs répartis entre trois paliers technologiques : 34 réacteurs de 900 MW (palier CP), 20 réacteurs de 1 300 MW (palier P4) et 4 réacteurs de 1 450 MW (palier N4). L'ensemble représente une puissance cumulée de 63,1 GW et une production d'électricité de 413 TWh (2014). Majoritairement mises en service durant les années 1980, ces centrales affichent une durée de vie moyenne de plus de 30 ans en 2016.

L'enjeu du vieillissement des réacteurs devient dès lors une préoccupation majeure : d'ici à 2025, au total 37 réacteurs (35,6 GW), correspondant à la quasi-totalité du palier 900 MW, auront atteint ou dépassé les 40 ans, durée de vie initialement retenue lors de leur conception. Ainsi, en l'absence d'une stratégie de prolongation de la durée de vie de ces réacteurs, la production d'électricité nucléaire pourrait décliner d'un facteur 2 d'ici à 2025 (Figure 3).

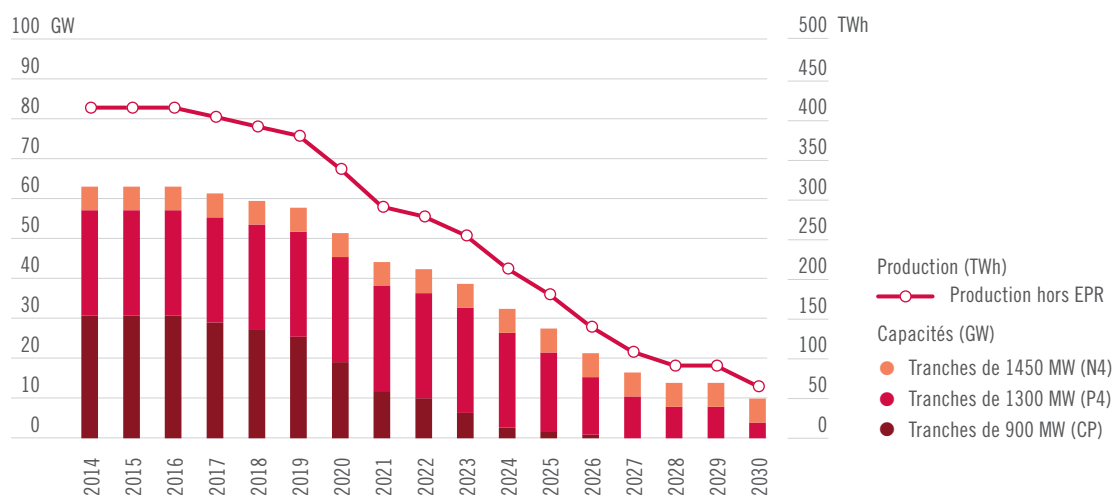
La prolongation de la durée de vie des réacteurs (en tout ou partie) est aujourd'hui retenue comme l'une des options stratégiques pour assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français. Elle reste néanmoins soumise à de nombreuses incertitudes sur les plans technique, économique et politique. Tenant compte de ces incertitudes, l'actuelle PPE se limite à signaler la possibilité de « fermetures de certains réacteurs » et de « prolongations de l'exploitation de certains réacteurs au-delà de 40 ans », avec pour seule indication une fourchette de baisse de la production d'électricité nucléaire comprise entre 10 et 65 TWh à l'horizon 2023, tout en renvoyant les décisions concrètes à l'élaboration de la prochaine PPE en 2018.

### 1.3. La problématique du renforcement de la sûreté des réacteurs

Ces incertitudes se situent tout d'abord sur le plan de la sûreté nucléaire. L'autorisation de prolongation de la durée de vie au-delà de 40 ans dépend en premier lieu de l'évaluation réalisée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans le cadre de la 4<sup>e</sup> visite décennale (VD) de chaque réacteur. Deux facteurs d'incertitude majeurs entourent cette étape clé : l'élaboration du nouveau référentiel de sûreté, qui fixera les exigences pour l'ensemble des réacteurs existants ; et la possibilité de se conformer effectivement à ce référentiel, réacteur par réacteur.

Attendu pour 2018, l'avis générique de sûreté nucléaire produit par l'ASN définira le niveau de sûreté que les réacteurs du palier 900 MW devront atteindre pour une prolongation de la durée d'exploitation au-delà de 40 ans. Ce

Figure 3. Évolution des capacités et de la production nucléaire n'ayant pas dépassé 40 ans



Source : Iddri.



référentiel de sûreté devrait en toute logique être renforcé pour tenir compte de l'état de l'art de la filière dans ce domaine (ASN, 2014)<sup>3</sup>, du retour d'expérience récent (en particulier les enseignements post-Fukushima) et des risques spécifiques liés au vieillissement des composants : « *Le défi consistera donc, en cas de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans, à concilier ces contraintes : d'un côté, une dégradation des marges de sûreté par rapport au dimensionnement initial, liée au vieillissement, et de l'autre, un relèvement des exigences de sûreté par rapport au dimensionnement initial, lié au retour d'expérience de Fukushima.* » (Marignac, 2014).

Un référentiel très exigeant sur le plan technique (fondé par exemple sur la technologie de l'EPR), pourrait toutefois limiter fortement la possibilité d'une prolongation pour des raisons économiques ou techniques, en raison de l'impossibilité de modifier certaines composantes clés des réacteurs existants telles que la cuve et l'enceinte de confinement. Par conséquent, le référentiel de sûreté qui sera mis en œuvre constituera certainement un compromis entre des exigences de sûreté accrue (conformité à l'état de l'art) et les contraintes technico-économiques (améliorations qui pourraient être « raisonnablement » réalisées sur les réacteurs existants) (ASN, 2014)<sup>4</sup>. L'incertitude persiste donc sur la façon dont ces deux enjeux seront équilibrés dans l'avis final.

Enfin, le second facteur d'incertitude porte sur la possibilité de réaliser les travaux de mise en conformité avec le nouveau référentiel de sûreté réacteur par réacteur, chacun pouvant présenter des caractéristiques et des phénomènes de vieillissement propres, qui peuvent rendre cette prolongation plus complexe (voire impossible) sur les plans technique, industriel et économique. Si cette éventualité est difficile à anticiper *a priori*, la planification stratégique devrait nécessairement intégrer l'hypothèse de l'impossibilité de prolonger certains réacteurs, afin de conserver des marges d'adaptation suffisantes.

3. Comme l'indiquait le président de l'ASN, Pierre-Franck Chevet, dans une lettre adressée au président d'EDF en 2013 : « *La réévaluation de leur sûreté doit donc être réalisée au regard de ces nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement visée par EDF. Aussi, je considère que les objectifs de sûreté à retenir pour le réexamen VD4-900 doivent être définis au regard des objectifs applicables aux réacteurs de nouvelle génération.* » (Chevet, 2016).

4. Paradoxalement, cette solution intermédiaire pourrait même conduire à un relâchement de certaines normes de sûreté par rapport à l'historique, en raison du vieillissement inéluctable de composants non remplaçables (voir entretien de F. Ménage [IRSN] dans la revue Contrôle N°198, p. 13, ainsi que Marignac [2014] : p. 101).

## 1.4. Les incertitudes économiques autour de la prolongation des réacteurs

Bien qu'il s'agisse en premier lieu d'une question étroitement liée (et en grande partie subordonnée) à celle de la sûreté nucléaire, les aspects économiques de la prolongation de la durée de vie des réacteurs au-delà de 40 ans sont souvent traités comme une question à part entière. Les incertitudes portent dès lors sur plusieurs aspects :

- le difficile chiffrage des travaux à réaliser sur chaque réacteur en l'absence de retour d'expérience et vis-à-vis de l'incertitude relative aux exigences du nouveau référentiel de sûreté ;
- la question du rôle dévolu aux réacteurs prolongés à moyen terme dans le système électrique, selon qu'ils continuent à fournir une production en continu (*baseload*) ou qu'ils s'orientent vers un fonctionnement davantage orienté sur le « suivi de charge » pour s'ajuster aux variations de la demande et de production croissante d'électricité renouvelable, dépendant de la taille du parc de réacteurs prolongés ;
- enfin, un questionnement plus large sur l'insertion du système français dans le marché électrique européen, en tenant compte des incertitudes relatives à l'évolution des échanges transfrontaliers (section 1.5).

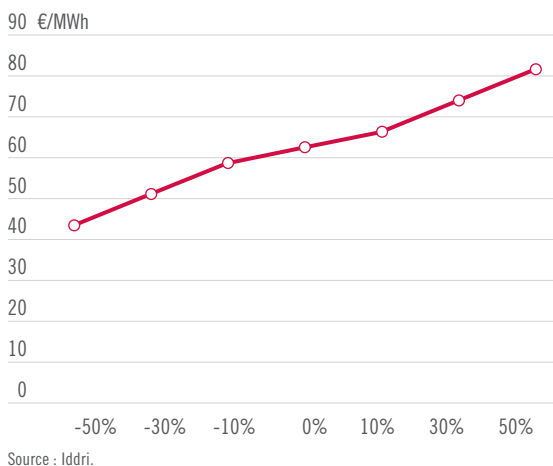
### Le difficile chiffrage du « grand carénage »

En ce qui concerne le chiffrage des travaux de rénovation des réacteurs, on peut en premier lieu observer des variations importantes des hypothèses de coûts annoncés à différentes périodes, signe de l'incertitude importante entourant cette question<sup>5</sup>. Ainsi, les chiffrages successifs du coût de la prolongation de la durée de vie des réacteurs sont successivement passés de 23 milliards d'euros en 2008 à 35 milliards en 2010 et 55 milliards en 2011 (Marignac, 2014).

Outre l'incertitude réelle sur les coûts des opérations, l'évolution des chiffrages résulte en grande partie de l'application de périmètres et périodes variables. Comme le notait un rapport parlementaire en 2014, le chiffrage d'EDF à 55 milliards d'euros se concentrait sur la seule période 2014-2025,

5. Dans le chapitre de son rapport annuel 2016 consacré à la maintenance du nucléaire, la Cour des Comptes note que l'incertitude autour de coûts réels reste importante (p. 128) : « *EDF reconnaît ne pas être en mesure d'estimer avec précision certaines opérations de maintenance en raison des insuffisances de son modèle d'évaluation des coûts et malgré la mise en place de cellules d'évaluation spécialisées. EDF doit donc améliorer ce dernier et effectuer une mise à jour permanente de ses prévisions.* »

**Figure 4.** Évolution du coût de production en fonction des variations du coût d'investissement par kW (€/MWh)



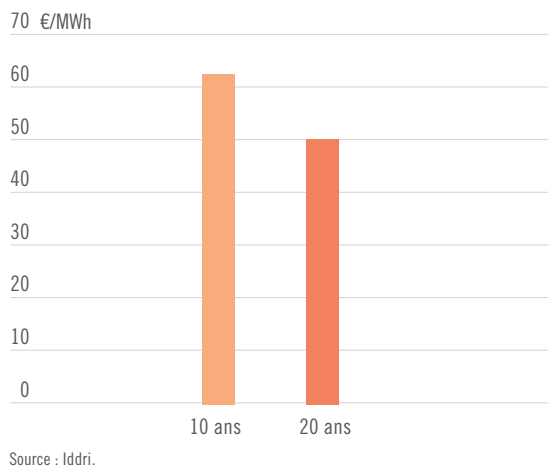
mais intégrait, outre la prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans, les investissements liés à l'intégration des enseignements post-Fukushima ainsi qu'un ensemble de travaux de maintenance qui ne sont pas directement liés à la prolongation au-delà de 40 ans (Brottes et Baupin, 2014). La Cour des Comptes a par la suite reconduit le chiffrage d'EDF en l'appliquant à la période de 2014 à 2030, pendant laquelle seraient réalisés les travaux de prolongation au-delà de 40 ans des réacteurs de 900 MW et de 1 300 MW. Elle aboutit ainsi à un chiffre global de 100 milliards d'euros<sub>2013</sub> (Cour des Comptes, 2014).

Bien qu'ils portent sur un périmètre différent (incluant uniquement les travaux liés à la sûreté nucléaire<sup>6</sup>), on peut également citer les évaluations de coûts contenues dans le rapport du cabinet WISE : selon l'hypothèse moyenne (« sûreté préservée »), le seul coût d'investissement lié à la sûreté pourrait atteindre entre 771 et 2 007 millions d'euros par réacteur (Marignac, 2014).

Force est donc de constater que la question du chiffrage des investissements liés à une éventuelle prolongation de la durée de vie des réacteurs reste un exercice délicat et empreint de nombreuses incertitudes. Si aucune valeur ne peut être considérée *a priori* plus juste qu'une autre, il incombe de respecter au mieux le principe de transparence.

6. La Cour des Comptes indique que les investissements pour la prolongation des réacteurs se composent à 50 % des investissements liés à la sûreté et à 50 % des investissements liés à la maintenance opérationnelle.

**Figure 5.** Évolution du coût de production en fonction de la durée de vie additionnelle



### Encadré 2. Quelles hypothèses de coût pour la prolongation du nucléaire ?

- Afin de définir une valeur opérationnelle pour l'élaboration et l'évaluation des scénarios en seconde partie de cette étude, le choix a donc été fait de retenir le chiffrage des seuls investissements évoqués par la Cour des Comptes pour la période 2014-2030 (75 milliards d'euros<sup>7</sup>), divisé par la capacité des réacteurs nucléaires passant leur 4<sup>e</sup> visite décennale durant cette même période (49,3 GW), pour aboutir à un chiffre de 1 520 €/kW. À noter que cette hypothèse permet de rester cohérent avec les chiffres donnés par la Cour des Comptes en ce qui concerne le coût de production, évalué à 62,6 €/MWh. Si cette hypothèse de coût d'investissement reste soumise aux fortes incertitudes évoquées précédemment, il convient de préciser qu'elle n'a aucune influence discriminante sur la modélisation des scénarios dans le cadre de cette étude, sachant que ceux-ci n'ont pas été construits selon une logique d'optimisation économique, mais uniquement en fonction de l'atteinte des objectifs fixés. Par ailleurs, afin de favoriser la transparence, le choix a été fait de mettre en libre accès une version « ouverte » du modèle, afin de donner aux lecteurs l'opportunité de tester d'autres hypothèses de coûts et leurs impacts sur les différents scénarios (voir Annexe).

7. La Cour des Comptes indique dans son rapport annuel 2016 que le chiffrage à 100 milliards d'euros se décompose en 75 milliards pour les investissements et 25 milliards pour les coûts d'exploitation, sans préciser le périmètre retenu pour ce dernier ensemble.

Partant de l'hypothèse de coût définie pour cette étude, il convient d'évaluer l'impact d'une variation des différents facteurs clés sur le coût de production final. Ci-dessous trois de ces variables seront analysées : les variations du coût d'investissement, de la durée de vie retenue, ainsi que l'influence du facteur de charge sur le coût de production.

Les Figures 4 et 5 illustrent l'influence relative de deux variables sur le coût de production final, à savoir le coût d'investissement initial et la durée de vie retenue pour la prolongation au-delà de 40 ans. Ainsi, une variation du coût d'investissement de plus ou moins 50 % pourrait générer un coût de production respectivement 30 % plus élevé ou plus bas que la valeur de référence<sup>8</sup>.

En raison de l'intensité capitalistique, l'allongement de la durée d'amortissement (de 10 à 20 ans par exemple) pourrait permettre de réduire substantiellement le coût de production. En maintenant l'hypothèse d'un coût d'investissement de 1 520 €/kW et d'un facteur de charge de 75 %, l'allongement de la durée de vie à 20 ans permettrait ainsi de réduire le coût de production de 63 à environ 50 €/MWh. Ce calcul reste néanmoins approximatif, dans la mesure où une exploitation au-delà de 10 ans supplémentaires serait soumise au passage d'une nouvelle visite décennale et de nouveaux investissements de maintenance, non pris en compte dans ce calcul.

Enfin, les variations du facteur de charge des réacteurs nucléaires représentent une variable déterminante pour la définition du coût de production, ce qui soulève notamment la question du rôle dévolu aux réacteurs prolongés dans le système électrique à moyen terme.

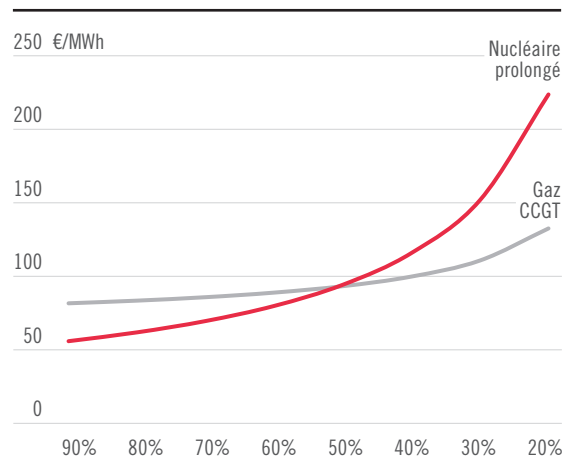
### Le facteur de charge, premier déterminant du coût de production du nucléaire

Les réacteurs nucléaires fournissent traditionnellement une électricité en *base* avec un facteur de charge élevé et stable tout au long de l'année. Or, en raison de son dimensionnement, le parc nucléaire français s'est progressivement doté de la possibilité de faire varier la production en puissance, essentiellement pour s'ajuster aux fluctuations (quotidiennes et saisonnières) de la demande, mais également pour contribuer à la stabilité du système électrique à travers le réglage de fréquence primaire et secondaire (Lokhov, 2011 ; NEA, 2011). Ces ajustements de la production en mode « suivi de charge » sont aujourd'hui utilisés à la marge, l'objectif restant pour l'instant

de se rapprocher le plus possible d'un facteur de charge maximal<sup>9</sup>.

On peut s'interroger sur la possibilité d'étendre ce fonctionnement dans l'avenir, afin de tirer pleinement profit de cette flexibilité supplémentaire pour faciliter l'intégration d'une part croissante d'électricité renouvelable variable. En effet, sur le plan technique, il serait possible d'effectuer d'importantes variations de la puissance d'un réacteur : en l'espace de 30 minutes, celle-ci peut évoluer entre 100 % et 20 % de la puissance nominale. Pour des raisons techniques, de telles variations de puissance ne peuvent être réalisées que durant la première moitié (ou 65 %) du cycle de combustible (EDF, 2013). La structure du coût de production du nucléaire résultant essentiellement de l'importance des coûts d'investissements et des coûts opérationnels fixes, un fonctionnement plus flexible pourrait néanmoins être source de surcoûts importants. La Figure 6 montre ainsi qu'une forte baisse du facteur de charge moyen de 80 % à 50 % pourrait engendrer un surcoût de 50 %, le coût de production approchant alors 100 €/MWh.

**Figure 6.** Évolution du coût de production nucléaire et gaz en fonction du taux de charge annuel moyen (€/MWh)<sup>10</sup>



Source : Iddri, données SETIS et Cour des Comptes (2014).

Deux conclusions peuvent être tirées de ce qui précède. D'une part, le parc nucléaire français offre un potentiel de flexibilité important qui pourrait, compte tenu de ses dimensions actuelles, être davantage valorisé à l'avenir sans dégrader

8. Le calcul a été réalisé à partir d'un coût d'investissement de référence de 1 520 €/kW pour une durée de vie de 10 ans et un facteur de charge à 75 %.

9. Les opérations de suivi de charge conduisent actuellement à une baisse du facteur de disponibilité des centrales nucléaires de 1,2 % en moyenne (Lokhov, 2011).

10. Ce calcul se fonde sur l'hypothèse d'un investissement de 1 520 €/kW pour la prolongation des centrales nucléaires sur 10 ans, compatible avec les chiffres de la Cour des Comptes (2014). Les hypothèses pour les centrales à gaz sont : investissement de 850 €/kW, un prix du gaz à 8 €/Mbtu et un prix du CO<sub>2</sub> à 30 €/la tonne.

le facteur de charge moyen de manière significative. D'autre part, il apparaît économiquement peu pertinent de prolonger des réacteurs au-delà de 40 ans dans le seul but de les utiliser pour du suivi de charge (donc avec un facteur de charge fortement réduit), l'investissement dans des centrales à gaz s'avérant généralement moins coûteux, tout en apportant plus de flexibilité au système. Fortement dépendant des paramètres économiques (prix du CO<sub>2</sub> et du gaz pour les centrales à gaz, coût d'investissement de la prolongation pour le nucléaire), ce constant est néanmoins susceptible d'évoluer dans le temps (Cany *et al.*, 2016).

nuclear flexibility is examined as part of the solution to balance electricity supply and demand. Our proposed methodology involves designing scenarios with nuclear and intermittent renewable penetration levels, and developing residual load duration curves in each case. The load modulation impact on the nuclear production cost is estimated.

This article shows to which extent the nuclear annual energy production will decrease with high shares of intermittent renewables (down to load factors of 40% for proactive assumptions).

### 1.5. Le potentiel à l'export de la production française sur le marché électrique européen

Un autre enjeu structurant pour l'évolution du système électrique français est celui de l'évolution des échanges transfrontaliers d'électricité, notamment au cas où les choix de planification nationale conduiraient à un scénario de hausse de la production totale, sans augmentation équivalente de la consommation intérieure. En effet, avec un solde net des échanges de 65 TWh (92 TWh d'exports, 27 TWh d'imports en 2014), la France est déjà de loin le premier exportateur net d'électricité en Europe.

Le renforcement des interconnexions entre pays constitue une priorité pour le développement du marché européen de l'électricité et plus largement, le projet d'Union de l'énergie, comme l'atteste l'objectif indicatif de développer les capacités d'interconnexion à hauteur de 15 % des capacités de production nationales en 2030 (Commission européenne, 2014). La France dispose, depuis 2015, de capacités d'interconnexion à l'export de 14 GW. Afin d'atteindre l'objectif européen, jusqu'à 10 GW de nouvelles interconnexions sont en projet ou à l'étude, laissant entrevoir un accroissement futur des débouchés à l'export pour la production nationale (RTE, 2016c).

Cette perspective nécessite néanmoins d'être pondérée car le marché de l'électricité européen affiche actuellement des prix très bas dus à la

stagnation de la demande, à une offre excédentaire et à l'intégration d'une électricité renouvelable à coût marginal quasi-nul (Rüdinger *et al.*, 2014). Ainsi, au premier trimestre 2016, les marchés de gros affichaient des prix inférieurs à 30 €/MWh en moyenne en France comme en Allemagne. La rentabilité des exportations d'électricité française est de plus négativement affectée par son aspect saisonnier, la France exportant davantage en été, quand les besoins intérieurs sont faibles, et importe en hiver, quand les besoins augmentent en fonction de la thermosensibilité<sup>11</sup>.

Le niveau de prix actuel du marché électrique européen est essentiellement dû à des facteurs structurels. Il reste donc très difficile de prévoir quelle pourrait être son évolution d'ici à 2020 ou 2030. Si certains observateurs indiquent que les prix pourraient remonter à terme, en lien avec une reprise des consommations et la disparition d'une partie des capacités excédentaires en Europe, d'autres indiquent que cette situation pourrait se maintenir à moyen terme, en l'absence de choix politiques forts et d'une résorption rapide des surcapacités (McKinsey, 2015)<sup>12</sup>.

Cette incertitude demeure d'autant plus grande qu'elle dépend à la fois des choix politiques au sein de chaque pays et des interactions entre pays. À titre d'exemple, une sortie anticipée du charbon en Allemagne (en sus de la sortie du nucléaire prévue pour 2022) pourrait fortement diminuer les surcapacités sur la zone centre-ouest du marché européen, avec une possible hausse des prix et un potentiel à l'export croissant pour l'électricité française. De même, le fait de retirer une partie des capacités nucléaires sur le marché français pourrait conduire à augmenter le prix de l'électricité, améliorant par conséquent la rentabilité des centrales restantes. À titre d'illustration, avec plus de 20 réacteurs à l'arrêt pour des questions de maintenance et de sûreté, la production nucléaire mensuelle en septembre 2016 a été la plus faible depuis 1998. Ceci a généré une franche remontée des prix sur le marché français, atteignant entre 50 et 80 €, contre 26 €/MWh au premier trimestre 2016.

11. Selon les statistiques des douanes, la France a exporté l'électricité en 2014 à un prix moyen de 33 €/MWh, tandis que le prix à l'import était de 42 €/MWh. Ces données sont néanmoins à considérer avec prudence, puisque les données en volume restent sensiblement inférieures aux statistiques de RTE sur les échanges contractuels.

12. Le rapport de McKinsey indique que les surcapacités pourraient même s'accroître d'ici à 2025, si la fermeture de centrales thermiques en fin de vie ne suit pas le développement de nouvelles capacités renouvelables, induisant une diminution encore plus forte du facteur de charge des centrales thermiques et un niveau de prix compris entre 30 et 40 €/MWh à l'horizon 2020.

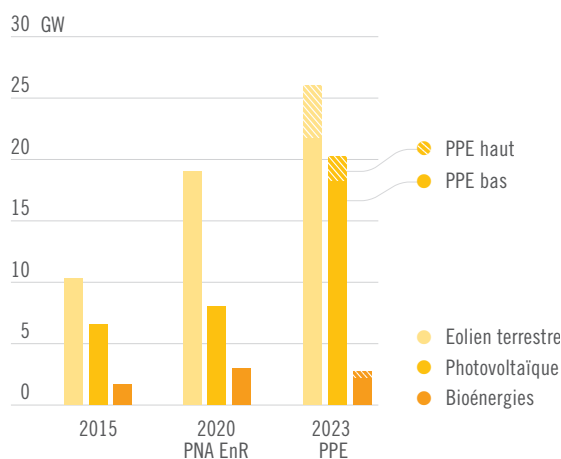
Si ce sujet nécessite à l'évidence des analyses plus approfondies en raison des fortes incertitudes sur l'évolution du marché électrique européen, deux facteurs de risque doivent inciter à la prudence quant à la perspective d'une hausse massive des exportations françaises d'électricité à l'horizon 2030 :

- Le rythme de développement des interconnexions électriques : si plus de 10 GW de capacités sont à l'étude, les nouvelles interconnexions pour être approuvées doivent satisfaire une analyse coût-bénéfice qui dépend des conditions de marché. La CRE estimait dans son rapport annuel sur les interconnexions au sujet d'un projet d'interconnexion par la mer entre la France et l'Espagne prévu pour 2023 qu'« au vu de l'ampleur des dépenses envisagées, la poursuite des études de faisabilité technique est un préalable nécessaire indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique. Il s'agit de s'assurer que les bénéfices sont effectivement supérieurs à ses coûts » (CRE, 2016). De plus, une fois autorisés, le temps de réalisation des projets est conséquent : les deux projets de développement avancés existant avec l'Italie et l'Angleterre devraient être opérationnels en 2019, soit six ans après leur placement sur la liste des projets d'intérêt commun de l'Union européenne, et devraient porter la capacité d'export de la France à 17 GW. Il serait néanmoins imprudent de se baser sur des scénarios de réalisation trop optimiste des projets sans prendre en compte leurs contraintes de réalisation.
- Les débouchés sur le marché européen à long terme : avec le développement des productions d'énergie renouvelable variables (éolienne et photovoltaïque), les flux internationaux d'électricité devraient être de plus en plus dictés à l'avenir par les surplus disponibles de ces énergies à coût marginal de production pratiquement nul. À mesure que les demandes nationales seront satisfaites par les productions d'origine ENR-V, le potentiel horaire d'exportation d'électricité des moyens thermiques conventionnels devrait se réduire mécaniquement, en plus d'avoir un effet dépressif sur le prix de marché et d'affecter la rémunération des acteurs. Ceci n'est pas sans risque pour les exportations françaises d'électricité, basées majoritairement sur la plus grande disponibilité des centrales nucléaires en été mais rémunérées à un prix inférieur à la moyenne annuelle. Or, l'essor du photovoltaïque en Europe pourrait justement renforcer encore davantage cette baisse des prix en été, pénalisant fortement la viabilité économique des exports en cette période.

## 1.6. Le rythme de développement des énergies renouvelables

L'accélération du développement des énergies renouvelables (ENR) joue un rôle clé dans la transition du secteur électrique français, en lien avec l'objectif d'atteindre une part de 40 % d'électricité renouvelable à l'horizon 2030. Sans passer en revue l'ensemble des questions relatives à leur développement<sup>13</sup>, cette section vise à proposer une évaluation succincte des défis liés aux rythmes de développement nécessaires pour atteindre les objectifs inscrits dans la loi TECV et à l'intégration d'une part croissante de capacités renouvelables à production variable (éolien et photovoltaïque).

Figure 7. Capacités d'énergies renouvelables installées fin 2015 et objectifs à moyen terme



Source : Iddri.

Fin 2015, les capacités ENR installées en France se répartissaient entre 25,4 GW de centrales hydrauliques, 10,3 GW d'éolien terrestre, 6,5 GW de photovoltaïque et 1,7 GW de bioénergies, pour une production approchant près de 90 TWh (RTE 2016b)<sup>14</sup>. Ces chiffres peuvent être comparés aux objectifs définis dans le cadre du plan national d'action pour les énergies renouvelables pour 2020 et à ceux annoncés dans le cadre de la PPE pour 2023. Les données présentées se focalisent sur les trois principales filières

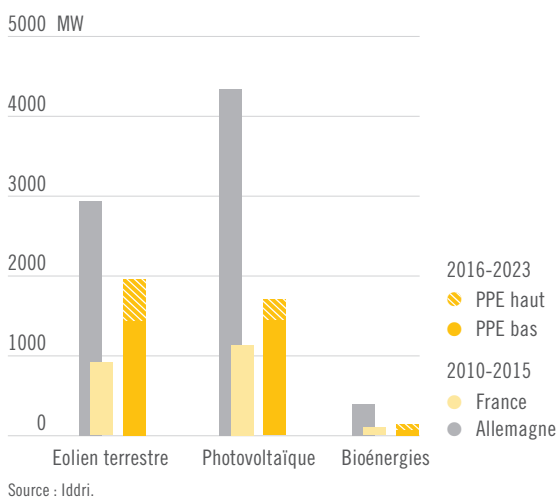
13. Pour une analyse plus détaillée, voir : Rüdinger, A. (2016). Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, *Working Papers* N°03/2016, Iddri.

14. La production d'électricité renouvelable a atteint 98 TWh en 2014. La forte baisse en 2015 est dû à la pluviométrie et la baisse de la production hydroélectrique, malgré une hausse de l'éolien et du solaire.

concernées (éolien terrestre, photovoltaïque et bioénergies)<sup>15</sup>.

Si on compare les rythmes de croissance que pré-suppone l'atteinte de ces objectifs avec l'historique des 5 dernières années, on observe que les objectifs de la PPE impliquent une accélération significative du rythme de déploiement ; les scénarios bas et haut de la PPE nécessitent l'atteinte de rythmes d'installation compris entre 1,4 GW (+60 % par rapport à la période 2010-2015) et 2 GW (+116 %) par an pour l'éolien et entre 1,4 GW (+30 %) et 1,7 GW (+50 %) par an pour le solaire. Il s'agit là de rythmes jusque-là inconnus pour les filières françaises, mais qui apparaissent néanmoins faisables sur le plan industriel, comme le montre la comparaison avec les développements récents en Allemagne, où la croissance annuelle moyenne a atteint près de 3 GW pour l'éolien terrestre, 4,3 GW pour le photovoltaïque et 400 MW pour les bioénergies. L'incertitude majeure porte plutôt sur les conditions réglementaires et économiques encadrant le développement de ces projets, et notamment la transition vers des mécanismes de soutien fondés sur des compléments de rémunération et des appels d'offres (Rüdinger, 2016).

**Figure 8.** Rythmes de croissance annuels des capacités EnR en France et en Allemagne



15. Le développement des capacités hydroélectriques devrait être marginal par rapport au parc existant. L'analyse s'avère difficile pour l'éolien offshore, pour lequel il n'y a pas encore de retour d'expérience, sachant que l'objectif PPE reste par ailleurs stable (3 GW en 2023) dans les deux scénarios.

## 1.7. Les nouveaux défis pour assurer l'équilibre offre-demande

La nécessité de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande à tout moment représente l'un des défis essentiels pour la gestion du système électrique. S'il constitue un enjeu particulièrement saillant pour le système électrique français de longue date en raison de la thermosensibilité induite par le chauffage électrique (section 1.1), de nouveaux facteurs pourraient conduire à renforcer cette problématique.

En premier lieu, il s'agit de l'intégration d'une part croissante d'électricité renouvelable produite à partir de sources variables : l'éolien et le photovoltaïque. Suivant les objectifs inscrits dans la PPE, ces deux filières pourraient totaliser une capacité installée allant jusqu'à 50 GW en 2023 et bien davantage à l'horizon 2025 et 2030. Ainsi, si le volet de la PPE relatif à la sécurité d'approvisionnement et au développement des infrastructures et de la flexibilité du système électrique indique que « *l'enjeu de la flexibilité apparaît maîtrisé sur l'horizon de la PPE* », il s'agit bien là d'un des défis centraux à plus long terme<sup>16</sup>.

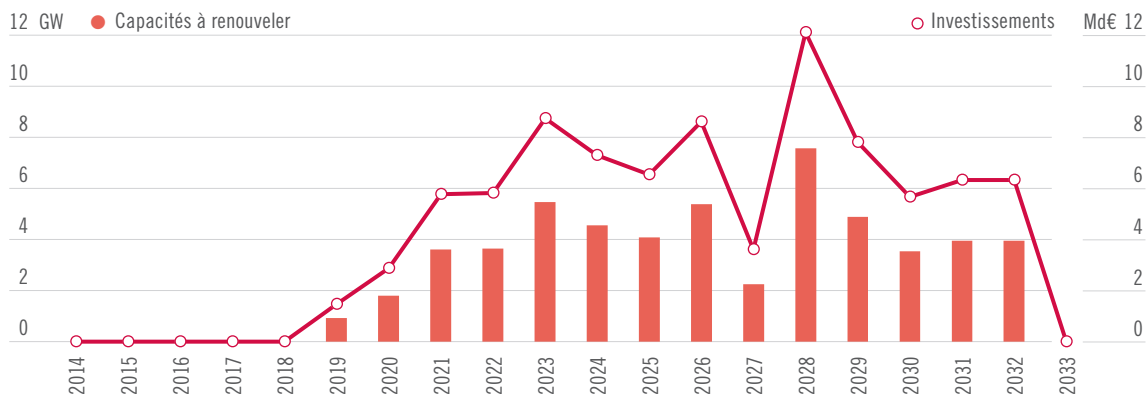
En second lieu, l'incertitude autour de l'évolution des capacités de centrales thermiques à combustible fossile pourrait renforcer la problématique de l'équilibre offre-demande à plus court terme. Si leur contribution à la production totale d'électricité reste relativement faible (34 TWh, 6 % du total en 2014), les capacités de centrales thermiques à combustible fossile jouent un rôle important dans le système électrique français, notamment pour ajuster la production aux pics de consommation en hiver et, plus généralement, pour assurer l'équilibre offre demande grâce à leur flexibilité. En 2014, le parc de centrales thermiques fossiles représentait une capacité installée de près de 25 GW. Deux ans plus tard, ce même parc a perdu quasiment 5 GW et se répartit en 2016 entre 3 GW de centrales à charbon, 5,8 GW de centrales à cycle combiné gaz, 5,1 GW de centrales au fioul, 2 GW de turbines à combustion et 4,7 GW de centrales thermiques décentralisées.

Or, ces capacités pourraient connaître une forte érosion à l'horizon 2023, liée d'une part à des aspects politiques et réglementaires et d'autre part à leur faible rentabilité.

- Ainsi, l'actuelle PPE prévoit de fermer l'ensemble des centrales à charbon françaises (3 GW) à l'horizon 2023.

16. Pour une analyse plus approfondie des enjeux liés à l'intégration des énergies renouvelables variables dans le système électrique français, voir (Mathieu, Rüdinger, et Pescia, 2016).

Figure 9. Évolution des capacités nucléaires passant leur VD 4 et investissements associés



Source : Iddri, données ASN (2014).

- Selon RTE, l'ensemble des groupes fioul (5,1 GW) pourraient également connaître une fermeture avant l'hiver 2018 (RTE, 2016a).
- Les grandes difficultés économiques des centrales à gaz, peu profitables et moins compétitives que les centrales à charbon, pourraient conduire à la mise sous cocon de la moitié des centrales françaises dès 2017.
- enfin, leur faible rentabilité pourrait conduire à la fermeture de 1 GW de centrales à cogénération ne bénéficiant plus de tarif d'achat.

Quel que soit le scénario retenu, le bilan prévisionnel 2016 de RTE prévoit ainsi une forte baisse des capacités thermiques à combustible fossile d'ici à 2021 : 5,1 GW dans le scénario « thermique haut », et jusqu'à 11,4 GW dans le scénario « thermique bas » (RTE, 2016a). Selon ce dernier scénario, une tension sur la sécurité d'approvisionnement en hiver pourrait apparaître dès 2021, potentiellement renforcée par l'arrêt (pour maintenance ou définitif) de certains réacteurs nucléaires. À moyen terme, cette érosion des capacités « dispatchables » pourrait s'avérer encore plus critique, du fait de la possible diminution des capacités nucléaires (afin d'atteindre l'objectif de 50 % en 2025) et de la croissance des énergies renouvelables à production variable. Ainsi émerge une interrogation autour de la nécessité d'investir dans de nouvelles centrales à gaz, par ailleurs pénalisées par leur faible viabilité économique dans les conditions actuelles.

En lien avec cette même évolution, un troisième enjeu fait référence à l'évolution des capacités d'effacement<sup>17</sup>, qui représentent une source de flexibi-

lité supplémentaire, dont le rôle est amené à croître à moyen terme. Ainsi, la PPE prévoit d'augmenter les capacités d'effacement de 3 GW actuellement à 5 GW en 2018 et 6 GW en 2023. Néanmoins, l'écart entre les prévisions de RTE, faisant état d'une très légère augmentation des capacités d'ici à 2021, et les objectifs nationaux laissent entrevoir un défi majeur autour de la création de nouveaux modèles économiques permettant de stimuler le développement de nouvelles offres d'effacement.

### 1.8. Les enjeux de temporalité et d'anticipation des décisions

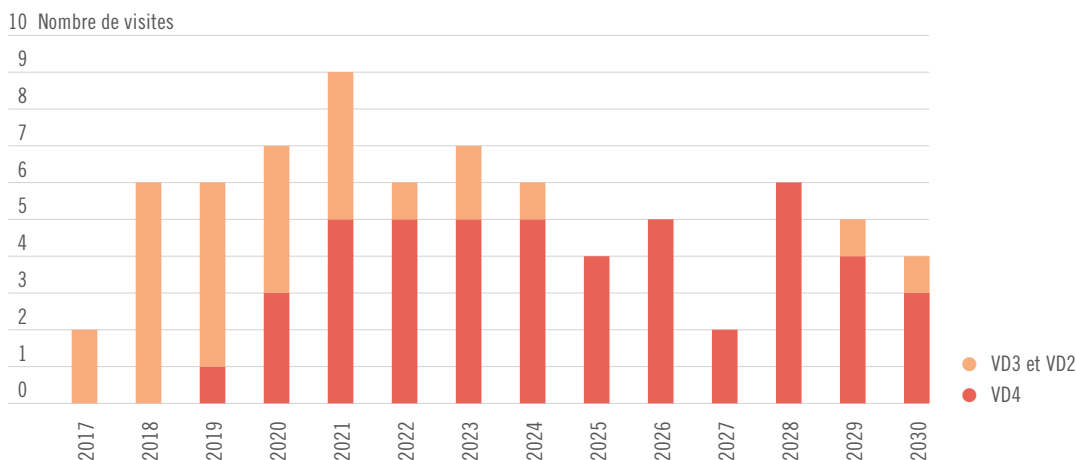
Le système électrique se caractérise par une importante inertie liée à la durée de vie des infrastructures et aux délais de développement de nouveaux projets. L'enjeu de la temporalité se caractérise donc par l'importance du fait de donner aux acteurs économiques le temps d'anticipation et la visibilité nécessaires pour gérer ces évolutions structurelles de manière progressive. S'il affecte l'ensemble des filières technologiques cet enjeu de visibilité est aujourd'hui particulièrement marquant en ce qui concerne l'avenir des centrales nucléaires françaises.

La pyramide d'âge des réacteurs français montre une forte concentration dans le temps : les trois quarts des réacteurs nucléaires (46,6 GW) ont été raccordés au réseau électrique en l'espace de dix ans, entre 1977 et 1987, et atteindront donc leurs 40 ans de durée de vie d'ici à 2027. Cet « effet falaise » signifie donc qu'en cas de prolongation au-delà de 40 ans, la majorité des investissements et opérations de maintenance devront avoir lieu

17. L'effacement fait référence à la possibilité de réduire temporairement la consommation électrique de certains consommateurs industriels et/ou résidentiels

et tertiaires pour maintenir l'équilibre offre-demande en évitant d'avoir recours à des moyens de production additionnels.

Figure 10. Nombre de visites décennales entre 2017 et 2030 selon le calendrier prévisionnel de l'ASN



Source : Iddri, données ASN (2014).

dans un laps de temps très restreint. La Figure 9 illustre l'hypothèse extrême d'une prolongation systématique de l'ensemble des réacteurs passant leur 4<sup>e</sup> visite décennale associée à une concentration des investissements et travaux sur l'année même du passage de la 4<sup>e</sup> VD, en fonction du calendrier établi par l'ASN. En l'absence de lissage, ce cas de figure aboutirait à une montée en puissance très rapide des investissements au début de la décennie 2020 pour atteindre un pic de 12 milliards d'euros en 2028 (pour un niveau moyen de 5,5 milliards d'euros entre 2018 et 2033), comme le montre la Figure 9<sup>18</sup>.

Certains observateurs se sont dès lors interrogés sur la capacité de l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire (opérateurs, sous-traitants, ASN et IRSN) à faire face à cette montée en puissance rapide sur le plan des ressources humaines et financières. Sur le plan industriel, les différents rapports d'analyse montrent que le grand carénage constituera un surcroît d'activité significatif pour tous les acteurs du nucléaire, nécessitant 110 000 recrutements d'ici à 2020 et un doublement des investissements de maintenance par rapport à l'historique (Cour des Comptes, 2014). Il faut également y ajouter le fait que les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> visites décennales devront être réalisées en parallèle sur d'autres réacteurs (Brottes et Baupin, 2014 ; Cour des Comptes, 2014). Ainsi, les moyens des acteurs de la sûreté nucléaire devront être renforcés pour faire face à plus de 5 visites décennales en moyenne par an d'ici à 2030, avec un pic à 9 en 2021.

L'enjeu de l'anticipation des décisions et de leur

planification et lissage dans le temps devient particulièrement marquant au regard du processus de préparation et de réalisation des visites décennales et des opérations de maintenance qui exigent en principe un temps d'anticipation et de mise en œuvre important. En effet, si la visite décennale et la majorité des opérations de maintenance peuvent se dérouler au sein d'une même année, leur préparation peut prendre plusieurs années. Cet enjeu est par ailleurs renforcé par le chevauchement de nombreux processus, qui se caractérisent par des échanges continus entre les autorités de sûreté et l'opérateur (Marignac, 2014) :

- la publication de l'avis générique par l'ASN représente un processus long et complexe et ne devrait déboucher qu'à l'horizon 2018 ;
- or, EDF doit en parallèle élaborer ses propres propositions de maintenance lourde des réacteurs (bien que le référentiel en question ne soit pas encore finalisé) en vue de préparer la première VD 4 qui aura lieu dès 2019. Sachant que de nombreuses opérations de maintenance ont un caractère « inédit » en raison du renforcement des normes de sûreté et de la prise en compte des effets spécifiques du vieillissement, cela exige de nouvelles études et évaluations des solutions proposées, dont les conclusions peuvent prendre... jusqu'à 10 ans (ASN, 2014 ; Marignac, 2014) ;
- enfin, le président de l'ASN a notifié à EDF qu'il considère que l'ensemble des travaux nécessaires devraient être effectués *avant* l'échéance de leur 4<sup>e</sup> visite décennale, ce qui resserre encore un peu plus le calendrier (Chevet, 2016). Ce croisement des processus comporte à l'évidence un risque important et quasi incompressible pour l'opérateur d'engager des investissements

18. Le graphique se fonde sur l'hypothèse d'un coût d'investissement moyen pour la prolongation de la durée de vie au-delà de 40 ans de 1520 €/kW.



potentiellement à perte, si l'ASN conclut au final que les travaux ne sont pas conformes aux normes de sûreté définies.

Enfin, les mêmes questions d'anticipation et de croisement des processus de décision se posent vis-à-vis de la planification et gestion du système électrique. Si la loi TECV prévoit en effet de réduire la part du nucléaire à 50 % à l'horizon 2025, elle ne fournit pas à ce jour de calendrier ni de trajectoire précise pour se conformer à cet objectif et tend à repousser les décisions sur l'éventuelle fermeture de réacteurs à la période post-2018 (Goua et Mariton, 2016). Cette absence de visibilité peut générer des difficultés à plusieurs égards :

- le risque de déclencher des investissements dans la prolongation de réacteurs qui devraient être fermés peu de temps après pour se conformer aux objectifs de la politique énergétique, générant une perte importante pour l'opérateur et la collectivité ;
- l'absence d'un délai d'anticipation suffisant pour développer des alternatives (maîtrise de la demande, réacteurs nouveaux, ENR) qui pourraient compenser la fermeture de réacteurs à l'horizon 2025, que celle-ci résulte de la décision de l'opérateur ou des exigences de l'ASN.

En résumé, le resserrement des délais en ce qui concerne le processus d'application de nouvelles normes de sûreté, conjugué à l'absence de visibilité sur la programmation du secteur électrique, pourrait conduire à deux cas extrêmes :

- un premier où l'impératif d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité conduit à une prolongation « de fait » des réacteurs dépassant 40 ans de durée de vie, sans garantie que ceux-ci respectent un niveau de sûreté suffisant ;
- un second où l'impossibilité de prolonger une partie (où la totalité) des réacteurs pour des raisons liés au maintien et renforcement de la sûreté nucléaire met en péril la sécurité d'approvisionnement, à défaut d'avoir anticipé le développement d'alternatives crédibles.

## 1.9. Conclusion sur les enjeux structurels du système électrique français

L'ampleur des défis auxquels doit faire face le système électrique français à moyen terme tend à renforcer le rôle de la PPE et plus généralement de la planification prospective. En effet, qu'il s'agisse des évolutions du côté de la demande en électricité ou encore des moyens de production, une planification intégrée autour de trajectoires « phares » apparaît indispensable, en tenant compte de trois enjeux :

- ne pas considérer l'évolution de la demande comme une donnée « exogène », mais l'inscrire au contraire dans une démarche politique proactive afin de définir des priorités claires en matière de gains d'efficacité, d'électrification des usages et de développement des effacements pour guider les décisions sur le mix de production ;
- anticiper suffisamment à l'avance les évolutions et échéances clés pour fournir la visibilité nécessaire à l'ensemble des acteurs et éviter que des évolutions ne s'imposent « de fait » en l'absence d'alternatives développées à temps ;
- assurer la cohérence des choix effectués, en veillant à traiter l'ensemble des enjeux au sein d'une prospective intégrée à l'échelle du système pour assurer la transparence et permettre le suivi des évolutions dans la durée et l'ajustement, si nécessaire, des objectifs et mesures.

## 2. ANALYSE DE SCÉNARIOS DE TRANSITION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

La seconde partie de cette étude vise à fournir une contribution à la réflexion stratégique par le biais d'une analyse exploratoire de quatre trajectoires d'évolution du système électrique qui s'inscrivent dans le champ des possibles balisé par les objectifs nationaux et les points de passage définis dans la PPE. L'objectif n'est pas de fournir une trajectoire phare considérée comme optimale, mais bien d'évaluer les implications de différentes stratégies relatives aux enjeux présentés en première partie et à l'atteinte des objectifs inscrits dans la loi TECV et la PPE.

### 2.1. Méthodologie et présentation des scénarios

L'élaboration et l'analyse des scénarios a été réalisée à l'aide de l'outil *ElecSim*. Développé initialement par Patrick Criqui (laboratoire *GAEL-edden*, UGA-CNRS) dans le contexte du Débat national transition énergétique, celui-ci a été revu et amélioré en 2016 dans l'objectif de contribuer à la réflexion sur les trajectoires d'évolution du système électrique français dans le contexte de la programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>19</sup>.

Cet outil est constitué d'un ensemble de tableaux intégrés et en grande partie paramétrables.

19. Pour une description de l'outil dans sa version 2013, voir Criqui, P. (2013). *ElecSim : un outil de compréhension des coûts des scénarios d'évolution du système électrique*. In : *L'évaluation économique des scénarios énergétiques*, CGDD, septembre 2013, Paris.

Portant sur la période 2014-2050, il permet en premier lieu de représenter et de tester la cohérence de différents scénarios d'évolution de la demande et de l'offre électrique (en volume et en puissance) en France année par année. Une attention particulière est portée à la question de l'avenir du parc nucléaire existant : ainsi est-il possible dans cette nouvelle version de paramétrer la prolongation (ou non) des différents réacteurs au-delà de leur 4<sup>e</sup> visite décennale (ou de leur 40<sup>e</sup> anniversaire après le raccordement au réseau) pour une durée choisie (10 ou 20 ans par exemple) et d'intégrer une contrainte sur la part relative de la production électronucléaire à une date donnée (2025, 2030 ou 2050). En parallèle, l'outil permet de calculer l'évolution des autres sources de production (énergies renouvelables, thermique à flamme) en cohérence avec l'évolution de la demande totale (consommation intérieure et solde net des échanges), soit en prenant en compte des hypothèses explicites (par exemple de capacités installées d'énergies renouvelables à l'horizon 2023, 2025 ou 2030), soit en s'appuyant sur une stratégie de portfolio (définition de la part relative de chaque technologie dans le mix électrique).

### Encadré 3. Aller plus loin dans l'analyse des trajectoires *ElecSim*

- Afin de favoriser la transparence sur l'outil de modélisation et les scénarios élaborés dans le cadre de cette étude, une version simplifiée des tableaux est mise en accès libre sur le site Internet de l'Idri (<http://www.idri.org/Publications/La-transition-du-systeme-electrique-francais-a-l-horizon-2030-Une-analyse-exploratoire-des-enjeux-et-des-trajectoires>) en complément de cette étude. Ceci afin de permettre à tous d'analyser les résultats détaillés, mais également de faire varier quelques hypothèses clés pour construire d'autres variantes à partir des stratégies présentées. Une présentation détaillée de cet outil se trouve en annexe de cette étude.

S'il n'intègre pas *a priori* une simulation dynamique du système électrique (modélisation de l'équilibre offre-demande au pas horaire et selon différents scénarios météorologiques), *ElecSim* intègre néanmoins la contrainte de la sécurité d'approvisionnement et de l'équilibre offre-demande en puissance. Ainsi, il est possible de définir un niveau de sécurité d'approvisionnement minimal en termes de capacités électriques dispatchables (avec la possibilité de tenir compte également du crédit de capacité de l'éolien, des capacités d'effacement et d'interconnexion), en fonction du pic de demande en hiver, selon la méthodologie de RTE de « pic à une chance sur dix » (voir section 1.1).

Enfin, *ElecSim* permet de calculer les implications économiques des trajectoires représentées. En partant d'hypothèses fines sur les coûts d'investissement et opérationnels pour chaque source de production d'électricité ainsi que leur évolution dans le temps, il permet d'analyser les besoins d'investissement pour le système sur une base annuelle ainsi que le coût moyen de production associé. Par ailleurs, il est possible de représenter le coût « systémique » pour chaque scénario donné, intégrant outre le coût de production, le coût de développement du réseau, les coûts liés au démantèlement des centrales nucléaires et les coûts liés aux émissions de CO<sub>2</sub> (sur la base d'une valeur tutélaire).

### Présentation des quatre stratégies étudiées

Les trajectoires étudiées en seconde partie de cette étude sont davantage à considérer comme des *stratégies* que de véritables scénarios de long terme. En effet, plutôt que de proposer des trajectoires inspirées de visions normatives très contrastées de l'avenir du système électrique (à l'image, par exemple, des trajectoires étudiées dans le cadre du DNTE en 2013), elles s'inscrivent toutes dans un même cadre, fondé sur l'atteinte des objectifs de la loi TECV pour la diversification du secteur électrique. Elles visent donc à explorer les conséquences de différents choix stratégiques répondant à ces objectifs tout en permettant d'évaluer leur capacité respective à faire face aux enjeux identifiés dans la première partie.

Ainsi, l'ensemble des scénarios se fondent ainsi sur la même hypothèse d'une stabilisation de la consommation intérieure au niveau actuel, considérant que les améliorations de l'efficacité énergétique compensent l'électrification de nouveaux usages. Ce choix s'explique en premier lieu par la volonté de s'inscrire dans le cadre prospectif fourni par la PPE, qui se présente par ailleurs comme une variante médiane des scénarios développés par RTE (section 1.1). D'autre part, en évitant de faire varier trop de paramètres simultanément, ce choix vise à faciliter l'analyse de l'influence relative des différents choix stratégiques sur l'évolution de l'offre électrique.

La suite de cette partie propose une présentation des points d'entrée et des logiques sous-jacentes des quatre stratégies étudiées, ainsi qu'un tableau récapitulatif de leurs caractéristiques centrales.

La **stratégie S1** donne une représentation d'un scénario ou la transition tarde à être déclenchée, en raison des incertitudes entourant les décisions de fermeture de réacteurs nucléaires. La production électronucléaire ne diminue quasiment pas avant 2023 (-10 TWh), et les efforts de transformation pour atteindre l'objectif de 50 % en 2025 se

concentrent essentiellement sur la période 2023 à 2025. En parallèle, le développement des énergies renouvelables est accéléré par rapport à l'existant sur la base des hypothèses basses de l'actuelle PPE. La consommation intérieure est considérée stable entre 2014 et 2030. De légères variations à la hausse du solde exportateur peuvent survenir pour évacuer un surplus de production, avec l'objectif de stabiliser à terme le niveau exportateur net à un niveau relativement élevé (65 TWh).

La **stratégie S2** se fonde sur une vision de continuité par rapport au mix existant. Partant de l'hypothèse que la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants constitue une opportunité économique importante, elle vise à prolonger l'ensemble des réacteurs au-delà de 40 ans, tout en poursuivant un effort de diversification du mix électrique. Ainsi, les objectifs de diversification du mix électrique (50 % de nucléaire en 2025 et de 40 % d'électricité renouvelable en 2030) sont maintenus, en transférant la contrainte sur la seule consommation intérieure (hors solde net des échanges), et non la production totale d'électricité. Autrement dit, l'objectif de diversification est tenu à partir du moment où les sources de production hors nucléaire représentent 50 % de la consommation intérieure en volume. Afin de permettre une stabilisation de la production électronucléaire, il est considéré que le solde net des échanges extérieurs est fourni exclusivement par la production électronucléaire. Partant de l'hypothèse centrale d'une stabilisation de la consommation intérieure d'ici à 2030, cette stratégie se base donc sur la volonté de renforcer le rôle de la France sur le marché électrique européen, et la possibilité de valoriser l'ensemble des excédents de production par les exportations.

À l'inverse, la **stratégie S3** propose une approche plus volontariste de la transformation du système électrique français. Elle s'appuie sur un développement plus rapide des énergies renouvelables (hypothèses hautes de la PPE) et une baisse plus marquée de la production électronucléaire à l'horizon 2023 (-65 TWh), afin de lisser l'effort de diversification et l'atteinte de l'objectif 2025.

À l'inverse de la stratégie S2, elle vise à progressivement diminuer le solde exportateur de la France jusqu'à atteindre une valeur neutre en 2030, pour répondre à deux objectifs. D'une part, il s'agit de renforcer la résilience du système électrique français vis-à-vis de l'hypothèse d'une stagnation durable des prix sur le marché électrique européen. Ceci ne signifie pas que la France se « coupe » du système électrique européen, mais que les imports et exports se compensent, considérant qu'un niveau d'exports plus importants ne peut se justifier économiquement.

D'autre part, la diminution du solde à l'export est considérée comme une variable d'ajustement permettant de recréer des marges de manœuvre pour répondre aux imprévus et faciliter l'atteinte des objectifs de diversification du mix électrique.

Enfin, la **stratégie S4** répond à la volonté de lisser au maximum la transformation du système électrique français dans la durée. Afin d'éviter des transformations trop rapides, l'objectif de baisse de la part du nucléaire est décalé à 2030, facilitant la mise en cohérence avec l'objectif ENR. Ainsi, elle vise à reconstituer une trajectoire cohérente à partir des seuls objectifs de diversification du mix électrique à l'horizon 2030 (50 % de nucléaire, 40 % d'ENR, 10 % de thermique fossile), sans autre point de passage intermédiaire. En ce qui concerne l'insertion du système français dans le marché électrique européen, elle vise là aussi une position intermédiaire entre les deux précédentes, en conservant un solde exportateur net à un niveau médian de 30 TWh à l'horizon 2030.

Le Tableau 1 résume les principales hypothèses pour les quatre scénarios correspondant à ces stratégies :

**Tableau 1.** Principales hypothèses pour l'évolution du système électrique français à l'horizon 2030

	PPE « bas » (S1)	PPE bas avec maintien du nucléaire (S2)	PPE « haut » (S3)	« Cap 2030 » avec lissage (S4)
<b>Évolution de la demande intérieure 2030</b>	Stable au niveau de 2014			
<b>Évolution du solde des échanges</b>	Stable au niveau de 2014 (65 TWh)	Variable	Baisse progressive jusqu'à un solde neutre en 2030	Réduction progressive à 30 TWh en 2030
<b>Réduction de la production nucléaire à l'horizon 2023</b>	10 TWh (hypothèse basse PPE)	Non définie	65 TWh (hypothèse haute PPE)	Endogène
<b>Objectif 50 % nucléaire en 2025</b>	Oui	50 % sur la demande intérieure	Oui	Décalé à 2030
<b>Développement des ENR à l'horizon 2023</b>	Hypothèses basses de la PPE	Hypothèses basses de la PPE	Hypothèses hautes de la PPE	Endogène
<b>Rythme de croissance ENR 2023-2030</b>	Légèrement augmenté (+20 % par an)	Identique PPE bas	Capacités stables après 2025	Endogène
<b>Objectif 40 % élec. ENR en 2030</b>	Oui	40 % sur la consommation intérieure	Oui	Oui

## 2.2. Le scénario S1

Fondé sur les hypothèses basses de l'actuelle PPE en matière de développement des ENR et de réduction de la production nucléaire à l'horizon 2023, la stratégie S1 illustre en premier lieu les défis liés à une transition engagée de manière trop tardive : l'essentiel des efforts se concentre sur la période 2023 à 2025, avec des conséquences importantes sur l'ajustement du mix électrique.

Dans un premier temps, la période 2014 à 2023 affiche une hausse de la production totale, résultant du maintien d'une production nucléaire relativement stable et du développement de la production renouvelable (+58 TWh entre 2014 et 2023). Afin de limiter les excédents, la production thermique fossile est réduite au minimum (10 TWh) durant cette phase, nécessitant malgré tout une hausse sensible des exports pour assurer le bouclage offre-demande. Le solde exportateur atteint ainsi un maximum de 80 TWh en 2022.

Concernant l'évolution de la production électronucléaire, on peut noter que le niveau de production en 2023 (379 TWh) se situe significativement en-dessous de l'hypothèse basse de la PPE (405 TWh). Cette baisse est indépendante des orientations politiques et s'explique par l'hypothèse (commune aux quatre scénarios) que les réacteurs concernés ne produiront pas d'électricité durant l'année entière du passage de leur 4<sup>e</sup> visite décennale<sup>20</sup>.

Par la suite, ce scénario démontre la difficulté de gérer le point de passage 2025 en l'absence d'une plus forte anticipation des transformations. Dans ce cas de figure, le système devrait faire face à des changements massifs en l'espace de deux ans seulement.

En premier lieu, l'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025 supposerait une réduction de la production électronucléaire de 112 TWh en l'espace de deux ans. Outre la fermeture des réacteurs arrivant à l'échéance de leur 4<sup>e</sup> VD durant ces deux années, cela supposerait une réduction importante du facteur de charge des réacteurs en fonctionnement (hors EPR), à environ 62 % en 2025.

En second lieu, même en supposant une nouvelle accélération du développement des énergies renouvelables après 2023 en vue d'atteindre l'objectif 2030, leur production reste largement insuffisante pour compenser la baisse de la production nucléaire. Ce scénario a recours à une hausse

importante de la production gaz. Ainsi, la production thermique fossile passerait de 10 TWh en 2023 à 95 TWh en 2025, avant de redescendre progressivement à 56 TWh en 2030 (Figure 12). Cette hausse rapide implique la construction d'environ 14 GW de centrales à gaz additionnelles, dont l'utilité à moyen terme reste compromise. À l'inverse, ce scénario ne nécessite pas davantage de capacités thermiques en *back-up* pour assurer la pointe hivernale, en raison du maintien de capacités nucléaires importantes (53 GW en 2025, 40 GW en 2030) et des centrales à gaz déjà construites entre 2023 et 2025.

Sur le plan économique, ce scénario affiche un cumul des investissements dans les moyens de production à hauteur de 151 milliards d'euros sur la période 2015-2030. Ils peuvent être décomposés en trois ensembles :

- un investissement annuel régulier, de l'ordre de 5 à 6 milliards d'euros dans les ENR-E ;
- un investissement très irrégulier (en l'absence de lissage) dans les prolongations de réacteurs nucléaires ayant dépassé leurs 40 ans, concentré sur les périodes 2022-2023 (plus de 6 milliards annuels) et 2028-2030, avec un pic à 12 milliards d'euros en 2028.

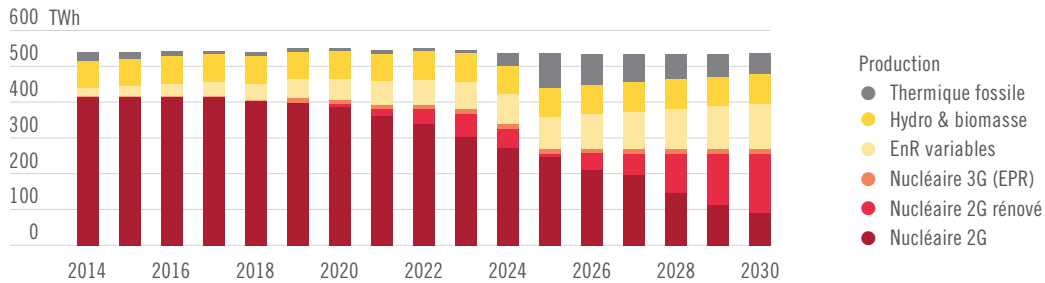
### Conclusions sur le scénario S1 :

- Ce scénario fournit une illustration des défis liés à la gestion du point de passage 2025 dans le cas d'une transition engagée de manière tardive et n'utilisant aucun facteur d'ajustement en dehors de la production thermique fossile. Il en résulte une trajectoire peu cohérente sur le plan des transformations, concentrées essentiellement sur la période 2023 à 2025. Ces incohérences se reflètent également dans les besoins d'investissements, relativement élevés en raison du recours massif à de nouvelles centrales à gaz en 2025, dont l'utilité future reste incertaine.

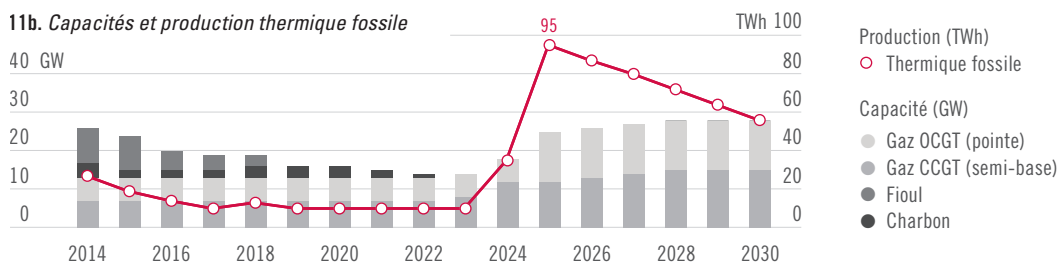
20. Même en considérant que l'arrêt des centrales pour la 4<sup>e</sup> VD ne dure que six mois, la baisse de la production nucléaire serait inférieure à 10 TWh, sachant qu'il faut également tenir compte du fait que deux réacteurs supplémentaires seront à l'arrêt pour le passage de leur 3<sup>e</sup> VD.

Figure 11. Le scénario S1 en 5 graphiques

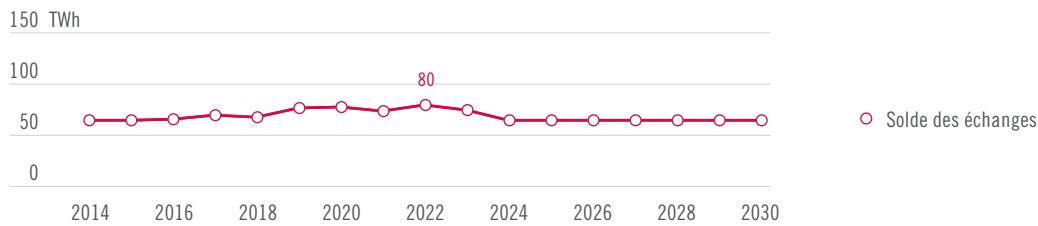
11a. Production d'électricité par filières



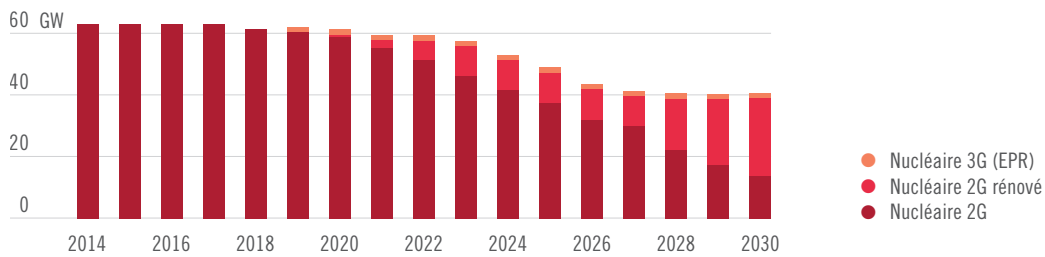
11b. Capacités et production thermique fossile



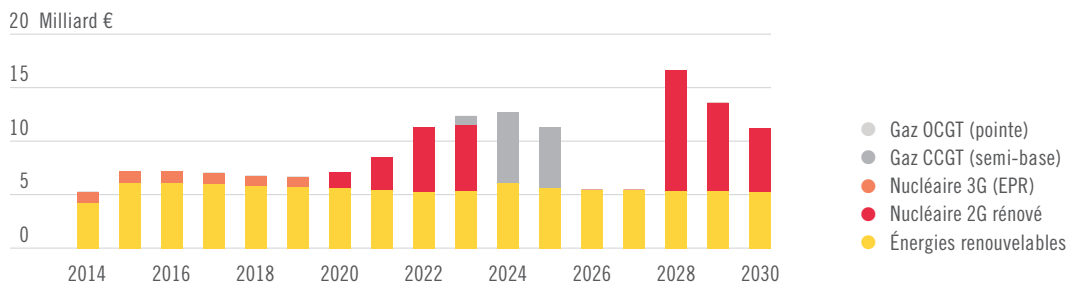
11c. Solde des échanges



11d. Capacités nucléaires



11e. Investissements annuels dans les moyens de production



### 2.3. Le scénario S2

La stratégie S2 représente une variante visant à illustrer les effets d'un relâchement des objectifs de diversification du mix électrique en 2025 et 2030, en reportant ces derniers sur la seule consommation intérieure. Cette approche s'inscrit dans une stratégie « productiviste », fondée sur la prolongation de la durée de vie de l'ensemble des réacteurs au-delà de 40 ans associée à un développement progressif des ENR. En maintenant l'hypothèse d'une consommation intérieure stable, ce scénario permet donc de tester les implications de ces choix stratégiques sur l'évolution des échanges extérieurs d'électricité.

La production d'électricité nucléaire reste stable sur toute la période, de légères variations résultent uniquement des arrêts de réacteurs liés aux visites décennales. Aucun réacteur de troisième génération n'est construit d'ici à 2030, en dehors de celui déjà en construction (Flamanville). Dans ce scénario, le nucléaire conserve une part de 62 % de la production en 2025 et en 2030.

La production renouvelable évolue à un rythme régulier basé sur les projections basses de la PPE. Ainsi, les ENR atteignent une part de 27 % du mix électrique en 2025 et 32 % en 2030. Cette part remonte à respectivement 36 % et 43 % en considérant la seule consommation intérieure.

En ce qui concerne la gestion du point de passage 2025, plusieurs leviers permettent d'éviter l'effet de rupture illustré dans le cadre de la stratégie S1. En premier lieu, le report des objectifs de diversification sur le périmètre de la consommation intérieure induit en toute logique une moindre croissance des productions renouvelables et thermiques. En second lieu, la montée en puissance de la production thermique se fait de façon plus progressive : au total, 8 GW de centrales à gaz additionnelles sont installées en remplacement des capacités fioul et charbon en fin de vie pour assurer une production maximale de 68 TWh en 2025. Aucune centrale de pointe supplémentaire n'est nécessaire en raison du maintien de capacités nucléaires importantes et du remplacement des centrales thermiques à flamme.

Enfin, l'élément le plus notable de ce scénario concerne l'évolution rapide du solde exportateur, qui affiche une croissance régulière pour atteindre plus de 150 TWh dès 2025. Une telle augmentation induit par conséquent une forte exposition à la variabilité des prix sur le marché électrique européen et nécessitera par ailleurs de la réalisation de nouveaux projets d'interconnexion<sup>21</sup>.

Sur le plan économique, ce scénario représente un niveau d'investissements dans les moyens de production sensiblement plus important que les trois autres scénarios. Sur la période 2015-2030, il conjugue des investissements élevés dans la filière nucléaire (79 milliards) avec des investissements équivalents pour les capacités renouvelables (84 milliards) et des investissements conséquents dans les centrales à gaz (8 milliards) afin d'assurer le point de passage 2025, pour un cumul de 171 milliards d'euros, soit 21 milliards de plus que le scénario S1.

#### Conclusion sur le scénario S2 :

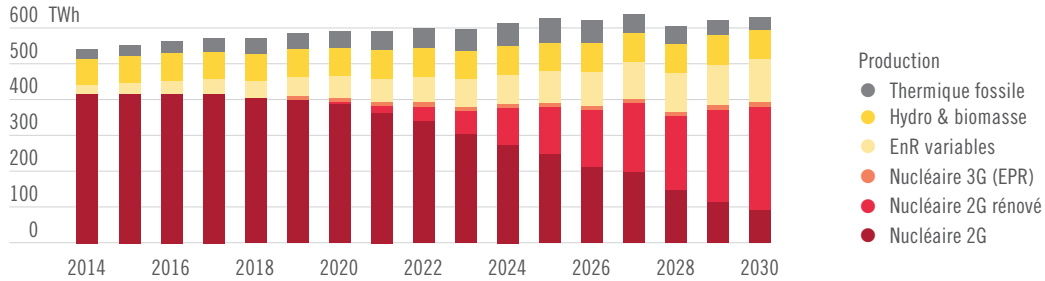
- À travers la redéfinition des objectifs de diversification du mix électrique à l'horizon 2025 et 2030, ce scénario illustre les conséquences d'une stratégie visant à étendre la durée de vie de l'ensemble du parc nucléaire existant tout en misant sur le développement des ENR. Cette stratégie permettrait à l'évidence de disposer de marges de manœuvre importantes pour répondre aux incertitudes futures relatives à l'impossibilité de prolonger certains réacteurs, à une éventuelle hausse de la consommation intérieure ou encore à un développement des ENR moins rapide que prévu.
- Néanmoins, une telle stratégie, outre le fait qu'elle exige une réinterprétation des objectifs nationaux, implique nécessairement un niveau d'investissement plus élevé. Dès lors que la demande interne ne suit pas l'évolution de l'offre, la viabilité économique tout comme l'équilibre offre-demande de ce scénario reposent essentiellement sur l'espoir que les excédents de production pourront être valorisés à l'export. Ainsi, la forte exposition de ce scénario aux évolutions du marché électrique européen peuvent conduire à une remise en question de la résilience de cette stratégie à moyen terme.

21. En effet, on considérant que la France continue à importer environ 20 TWh d'électricité, les exports bruts

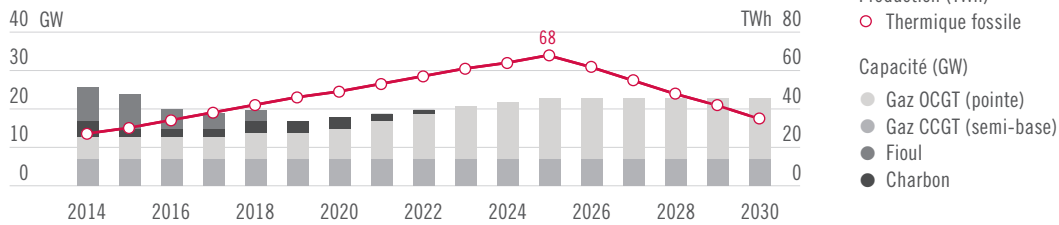
devraient atteindre 170 TWh. En supposant un taux d'utilisation des interconnexions à l'export d'environ 90 %, il faudrait atteindre des capacités d'interconnexion à l'export d'environ 22 GW, contre 14 GW en 2014.

Figure 12. Le scénario S2 en 5 graphiques

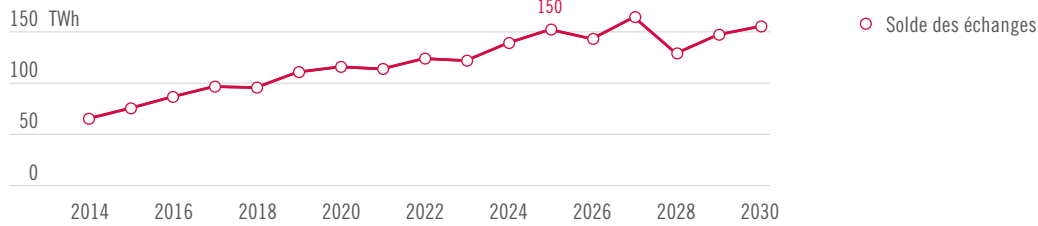
12a. Production d'électricité par filières



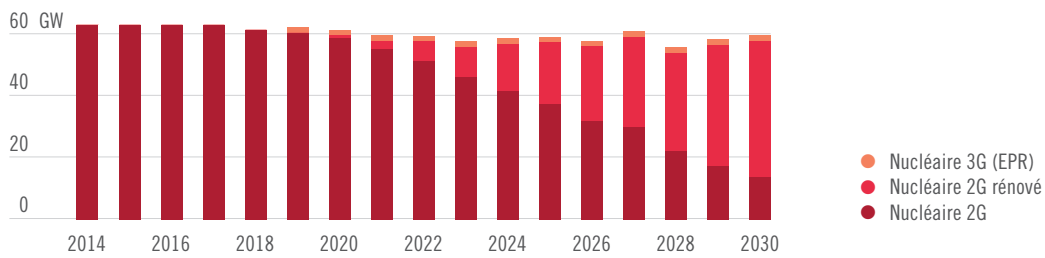
12b. Capacités et production thermique fossile



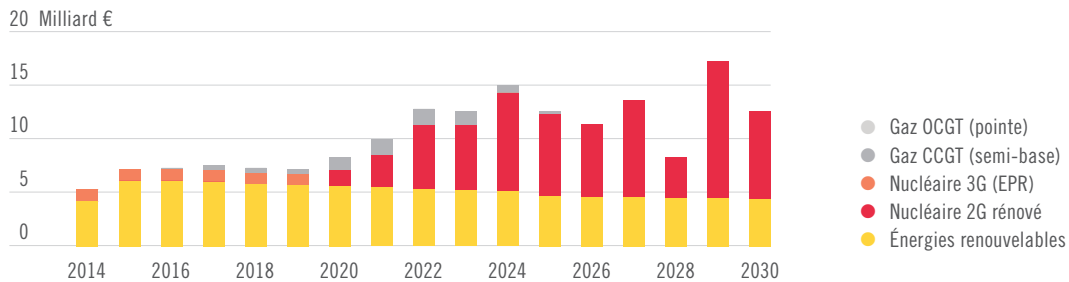
12c. Solde des échanges



12d. Capacités nucléaires



12e. Investissements annuels dans les moyens de production



## 2.4. Le scénario S3

À l'inverse de la stratégie S2, le scénario S3 vise à illustrer les effets d'une approche stratégique consistant à recréer des marges de manœuvre par le biais d'un ajustement du solde exportateur à la baisse, en vue de limiter en particulier le recours aux centrales thermiques fossiles. Ainsi, ce scénario tend vers un solde des échanges neutre à l'horizon 2030.

L'analyse de ce scénario est notamment intéressante en ce qui concerne la gestion du point de passage 2025. Comparativement au scénario S1, le S2 est davantage lissé à travers trois évolutions parallèles :

- d'une part, une croissance légèrement plus marquée des ENR, conforme aux hypothèses hautes de la PPE (186 TWh en 2025, contre 172 pour le scénario S1)
- d'autre part, une diminution légèrement plus prononcée de la production nucléaire dès 2023, en phase avec les hypothèses hautes de la PPE (-65 TWh)
- enfin, la baisse progressive du solde exportateur à 20 TWh en 2025 et 0 en 2030, qui réduit l'effort de montée en puissance de la production renouvelable et thermique fossile pour atteindre 50 % de la production totale.

Malgré ces marges d'ajustement supplémentaires, le point de passage 2025 se distingue par des transformations assez brusques. En lien avec la diminution du solde exportateur, le niveau de production d'électricité sensiblement plus bas en 2025 renforce la baisse du nucléaire (106 TWh en 2 ans) pour atteindre l'objectif de 50 %. Cette diminution rapide entraîne une production ex-gaz de l'ordre de 60 TWh en 2025 pour « boucler » le mix électrique, impliquant la construction de 7,5 GW de centrales à gaz additionnelles.

D'autres difficultés apparaissent en lien avec l'articulation entre les points de passage 2023 et 2025 pour le nucléaire. La valeur cible pour 2023 ne peut être atteinte qu'à condition de prolonger certains réacteurs au-delà de leur 4<sup>e</sup> visite décennale. Or, en établissant une trajectoire à partir du seul point de passage 2025, aucune prolongation ne serait en théorie nécessaire avant 2026, la seule production des centrales existantes n'ayant pas encore atteint leur 4<sup>e</sup> visite décennale en 2025 étant supérieure à la valeur cible, sans compter la production de l'EPR Flamanville. Le respect de l'objectif 2025 induirait donc une forte baisse du facteur de charge moyen du parc nucléaire existant (hors EPR) à 62 %.

Guidé par la volonté de respecter les objectifs fixés dans la loi TECV, ce scénario affiche une

trajectoire assez notable sur la période post-2025, marquée par l'absence d'investissements additionnels dans les ENR. L'objectif d'une part renouvelable à 40 % est quasiment atteint dès 2025, avec 38 %. Par la suite, le seul fait de réduire le solde net des échanges à 0 permettrait d'atteindre l'objectif d'une part renouvelable de 40 % dans la production en 2030, sans aucun développement de capacités additionnelles. Après 2025, les seuls investissements nécessaires correspondent à la prolongation de certains réacteurs nucléaires et le développement de centrales de pointe additionnelles (+6 GW).

En dépit de sa trajectoire « chaotique », ce scénario illustre l'impact d'une diminution de la production totale sur les besoins d'investissements. Ces derniers se situent à 122 milliards d'euros sur la période 2015-2030, soit près de 50 milliards de moins que le scénario S2.

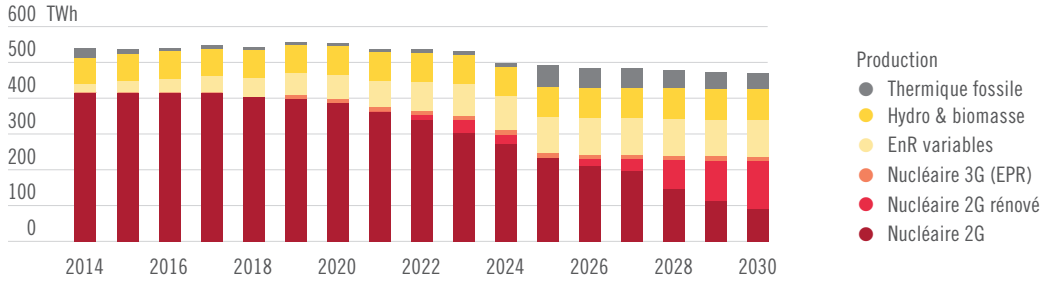
### Conclusion sur le scénario S3 :

- Ce scénario permet en premier lieu d'illustrer les importantes marges de manœuvre que pourrait générer la réduction du solde exportateur et par extension, de la production totale. Cet effet se traduit d'une part par une baisse de la contrainte relative à la montée en puissance des énergies renouvelables et de la production des centrales à gaz. D'autre part, elle permettrait en théorie de retarder les décisions de prolongation de réacteurs nucléaires à la période post-2025, à condition de modifier le point de passage 2023 prévu dans la PPE.
- Enfin, la trajectoire quelque peu chaotique de ce scénario traduit l'articulation paradoxale entre les points de passage 2025 et 2030 : afin d'éviter une augmentation disproportionnée de la production thermique fossile, il faudrait ainsi ramener à 2025 l'objectif d'atteindre une part d'électricité renouvelable de 40 %, ou décaler à 2030 l'objectif de diminution du nucléaire.

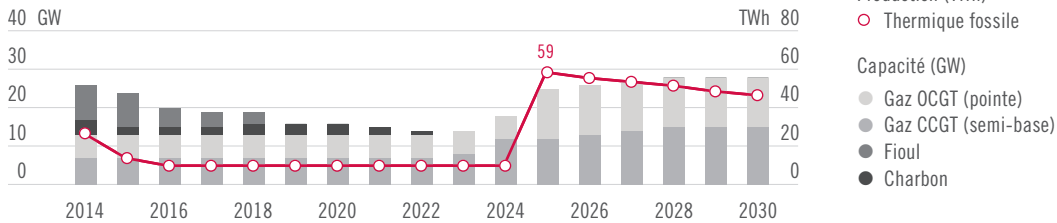


Figure 13. Le scénario S3 en 5 graphiques

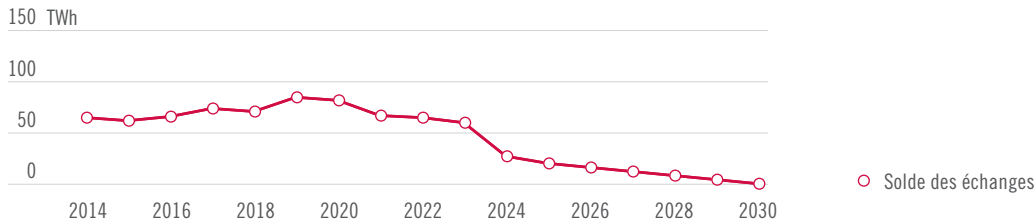
13a. Production d'électricité par filières



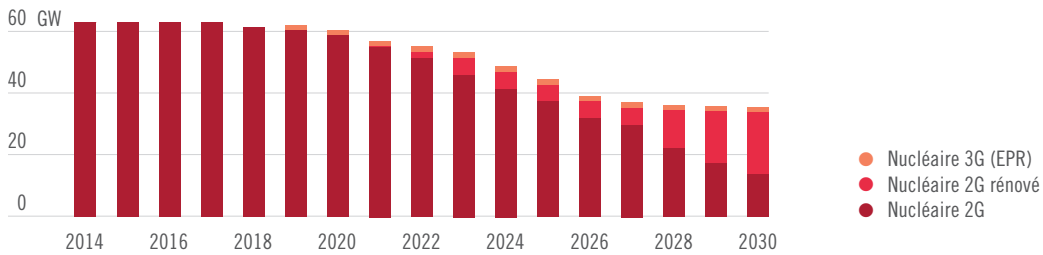
13b. Capacités et production thermique fossile



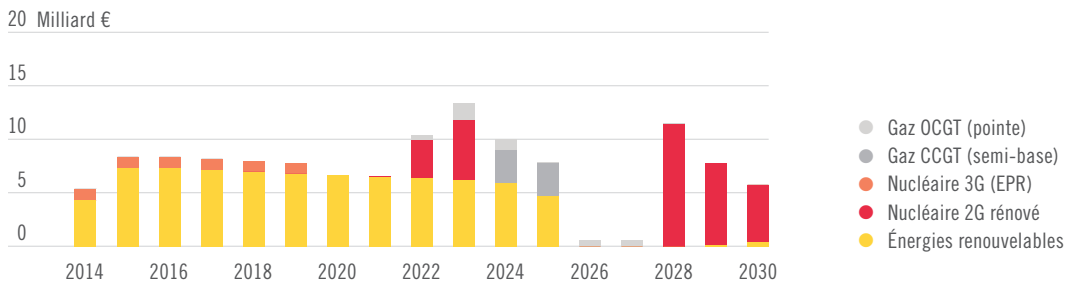
13c. Solde des échanges



13d. Capacités nucléaires



13e. Investissements annuels dans les moyens de production



## 2.5. Le scénario S4

Ce dernier scénario S4 illustre les effets d'un lissage plus prononcé de la transition du système électrique français. L'objectif 50 % de nucléaire est retardé jusqu'en 2030, afin de laisser plus de temps à la montée en puissance des ENR et d'assurer la cohérence avec l'objectif de 40 % renouvelable. De même, le développement des capacités renouvelables s'opère uniquement en fonction de l'atteinte de l'objectif 2030, sans point de passage intermédiaire. Enfin, le solde des échanges extérieurs évolue vers un niveau intermédiaire en 2030 (30 TWh), suffisant pour préserver des capacités d'ajustement en cas d'imprévus, mais néanmoins pas trop important pour éviter une exposition trop marquée vis-à-vis de l'évolution du marché électrique européen.

Comme l'ensemble des variantes étudiées, ce scénario fait apparaître une augmentation sensible du solde net à l'export entre 2015 et 2022, lié au faible ajustement de la production nucléaire en l'absence de variation du facteur de charge ou de fermeture anticipée avant le passage des 4<sup>e</sup> visites décennales et la montée en puissance progressive des ENR. Le solde net des échanges dépasse 100 TWh à l'horizon 2019/2020 avant de baisser jusqu'à une valeur moyenne de 30 TWh en 2030.

La production d'électricité nucléaire décroît de manière progressive pour atteindre une part de 58 % en 2025 (300 TWh) et 50 % en 2030 (250 TWh). La montée en puissance régulière des autres sources de production permet de retarder les décisions sur le parc nucléaire existant : aucune prolongation de réacteur n'est en théorie nécessaire avant 2023. En supposant un facteur de charge stable à 75 %, le parc nucléaire (EPR compris) comprend 45 GW en 2025 et 38 GW en 2030.

Le lissage des évolutions illustré dans ce scénario permet d'éviter la hausse rapide de la production des centrales à gaz à l'horizon 2024-2025. Au plus haut, la production thermique à flamme atteint 50 TWh (10 % du total) en 2030 en phase avec les données historiques<sup>22</sup>. Néanmoins, en raison de la disparition des centrales au charbon et au fioul, l'ajout de nouvelles capacités s'avère nécessaire, que ce soit pour des centrales à gaz à cycle combiné (+5,5 GW d'ici à 2030) ou de centrales de pointe en *back-up* (+6,7 GW d'ici à 2030). En 2030, la puissance du parc thermique à flamme se stabilise au niveau de 2014.

Sur le plan économique, ce scénario affiche des investissements cumulés comparativement bas à

132 milliards d'euros, grâce au moindre recours à des centrales à gaz et une production totale légèrement inférieure aux scénarios S1 et S2. De plus, il met en lumière l'enjeu du lissage des investissements au fil des années : ceux-ci restent compris dans une fourchette de 8 à 9 milliards d'euros, en évitant les phénomènes de pics des investissements observés dans les autres scénarios.

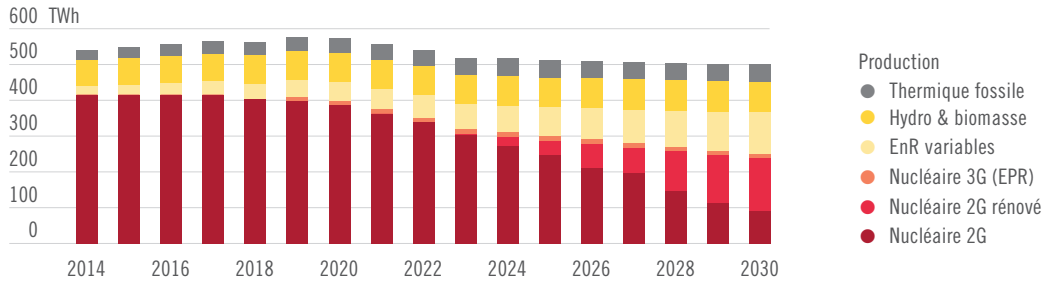
### Conclusion sur le scénario S4 :

- En s'affranchissant des points de passage 2023 et 2025, cette quatrième variante a illustré la possibilité de reconstituer une trajectoire plus cohérente dans une logique de *backcasting* focalisée sur les seuls objectifs de diversification du mix électrique à l'horizon 2030.
- Cette démarche permet de mettre en lumière deux aspects essentiels. En premier lieu, elle illustre la contrainte majeure que le point de passage 2025 constitue pour les scénarios, due au faible délai de préparation et à la difficile mise en cohérence des objectifs. Face à ces défis, le décalage de l'objectif 2025 dans le temps permet de redonner des marges de manœuvre importantes pour la mise en œuvre d'une transition plus progressive et moins coûteuse.
- En second lieu, l'approche par le *backcasting* permet également de remettre en débat la logique de construction des points de passage 2023 de la PPE, sur le volet du nucléaire en particulier. Dans sa version actuelle, ceux-ci n'ont pour seul point d'orientation que l'état actuel du système. Or, ce n'est qu'en s'inscrivant véritablement dans une logique de trajectoire à partir des objectifs fixés qu'ils acquièrent véritablement du sens.

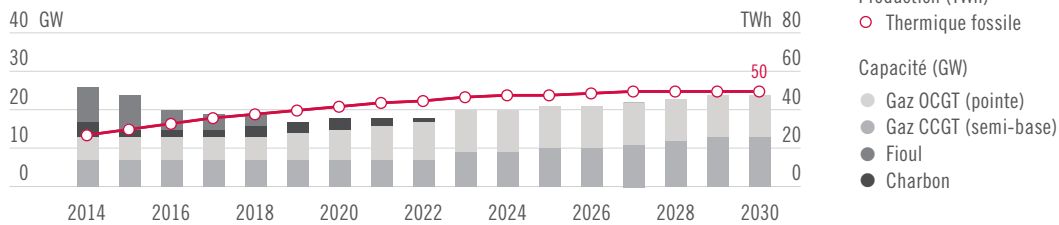
22. La production des centrales thermiques à combustible fossile a atteint 51,5 TWh en 2011, 48 TWh en 2012 et 45 TWh en 2013.

Figure 14. Le scénario S4 en 5 graphiques

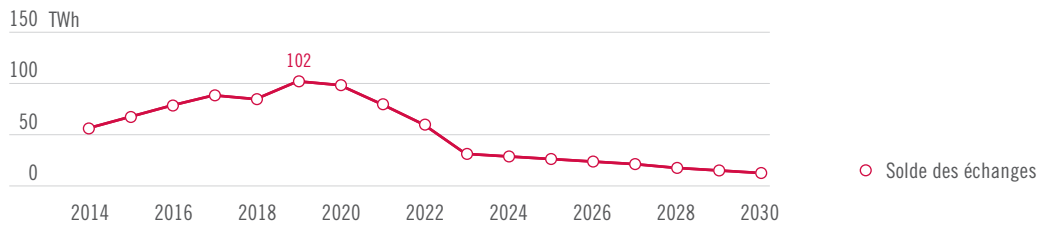
14a. Production d'électricité par filières



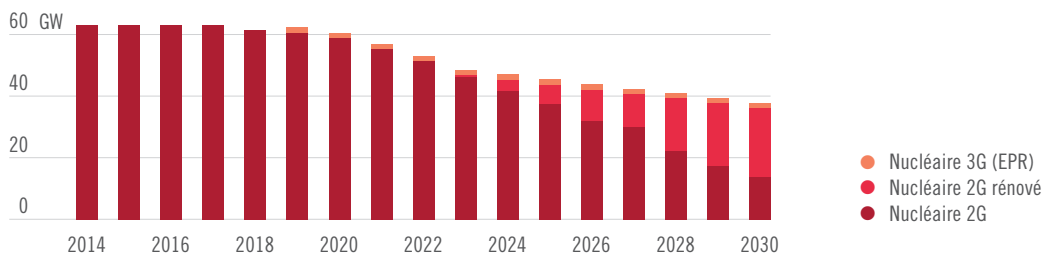
14b. Capacités et production thermique fossile



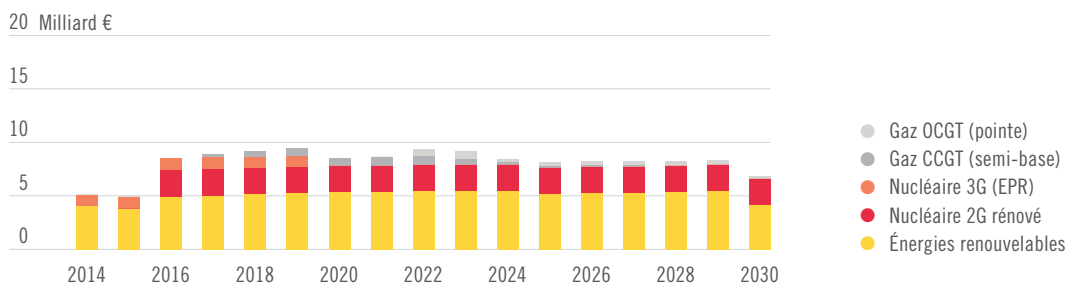
14c. Solde des échanges



14d. Capacités nucléaires



14e. Investissements annuels dans les moyens de production



## 2.6. Analyse comparative des scénarios

Après avoir présenté chaque scénario en détail, cette partie vise à tirer les principaux enseignements de l'analyse comparée des 4 scénarios, autour d'un point clé : l'enjeu majeur du lissage et de l'anticipation des transformations lié à l'objectif de diversification du mix électrique.

En premier lieu, l'étude des différents scénarios illustre l'importance de construire une vision plus élaborée et argumentée des évolutions de la demande d'électricité en tant que point de départ des trajectoires de transition de la planification nationale. Loin de constituer une donnée « exogène » et non maîtrisable, ces évolutions doivent au contraire devenir un axe phare de la planification nationale en matière d'énergie. On peut dès lors distinguer deux leviers d'action pour la planification énergétique.

Dans un premier temps la consommation intérieure d'électricité doit à l'évidence constituer la clé de voûte de cette planification. Si un certain niveau d'incertitude sur son évolution à moyen terme est indéniable, il faut néanmoins reconnaître que la consommation intérieure évolue à un rythme lent et en fonction de conditions structurelles en grande partie maîtrisables à travers les politiques publiques. En ce sens, il semble primordial de définir une trajectoire volontariste, visant à piloter son évolution dans le temps, tout en définissant les leviers d'action permettant de gérer l'incertitude résiduelle.

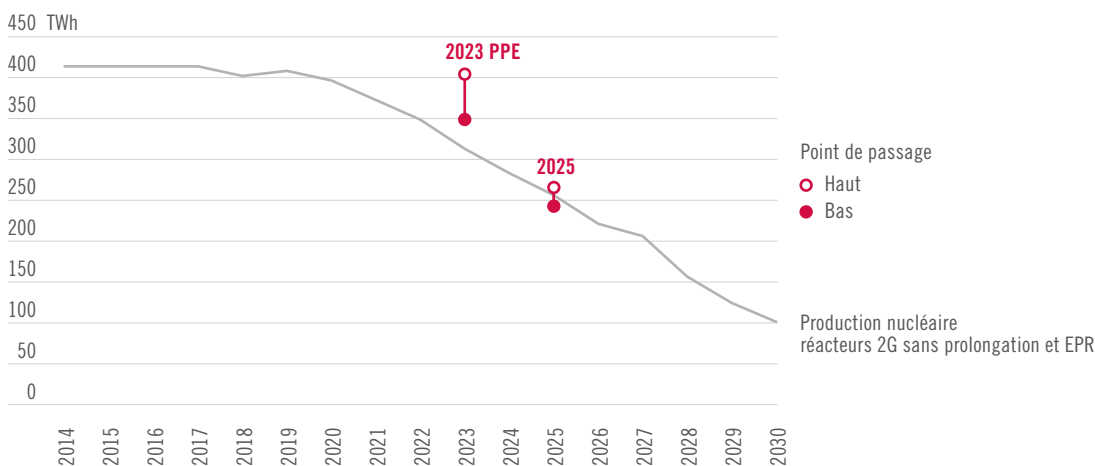
Dans un second temps, les échanges transfrontaliers se caractérisent justement par des variations plus fortes et rapides. S'ils sont généralement considérés comme un produit des

seules dynamiques de marché, rien n'interdit de les concevoir comme un levier d'ajustement des trajectoires, sous réserve d'une bonne coordination avec les pays voisins et leurs capacités disponibles. **Les scénarios montrent ainsi que les seuls ajustements du solde exportateur peuvent** générer des marges de manœuvre conséquentes, notamment pour diminuer l'effort de développement des sources renouvelables et thermiques à l'horizon 2025 et 2030. Ce double constat autour du rôle clé des évolutions des échanges extérieurs et de la demande intérieure à moyen terme paraît d'autant plus essentiel que cet aspect n'a pas fait l'objet de réflexions plus abouties dans le cadre de la PPE.

**Un deuxième point clé concerne la préparation du point de passage 2025, véritable point de basculement pour le système électrique français.** Si cette échéance est souvent considérée sous le seul angle de la réduction de la production d'électricité nucléaire, les scénarios montrent qu'il s'agit bien d'un double défi : organiser la baisse de la production nucléaire de manière cohérente et progressive, tout en accompagnant celle-ci d'un développement accéléré des sources de production alternatives, et notamment renouvelables. Ce second enjeu devient d'autant plus critique si l'on y ajoute la condition de stabilisation ou réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique affirmée dans le volet offre de la PPE (p. 41).

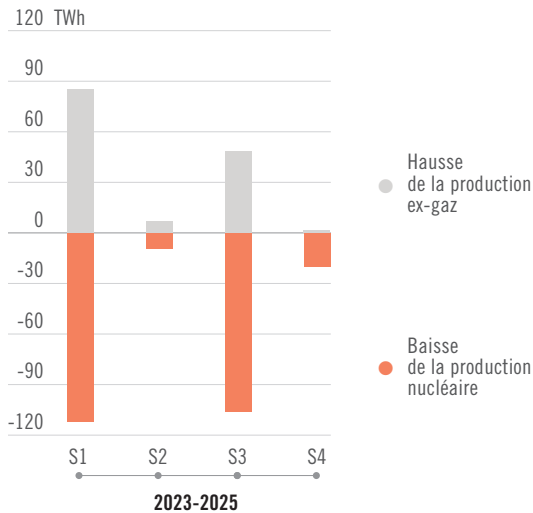
Du côté de la gestion du parc nucléaire existant, cela exige notamment une visibilité suffisante pour préparer les décisions sur l'avenir des réacteurs, afin d'éviter notamment le risque d'investissements peu rentables ou incohérents vis-à-vis des objectifs politiques par la suite. **Sur ce point, l'analyse des scénarios tend à questionner la**

Figure 15. Production d'électricité des centrales nucléaires n'ayant pas encore dépassé leur 4<sup>e</sup> visite décennale



Source : Idtri.

**Figure 16.** Évolution de la production d'électricité (nucléaire et gaz) entre 2023 et 2025



Source: Iddri.

**pertinence des points de passage 2023 fixés dans la PPE à deux niveaux.**

Le premier est relatif à la logique de construction même de ces points de passage. En l'état, ceux-ci s'articulent uniquement avec l'état actuel du système, sans réellement prendre en compte les objectifs définis à plus long terme. Il semble ainsi indispensable de reconstruire ces points de passage à partir d'une trajectoire fondée sur les objectifs nationaux, comme c'est par ailleurs le cas dans la PPE pour le développement des ENR.

Le second porte sur l'appréciation purement quantitative de la fourchette de baisse du nucléaire évoquée à ce stade (10 à 65 TWh). Si l'on raisonne

uniquement en volume de production, il suffirait en effet d'attendre la baisse progressive de la production nucléaire à la suite de l'arrêt des réacteurs à l'échéance de leur 4<sup>e</sup> visite décennale pour déboucher assez précisément sur la production nucléaire visée pour respecter l'objectif de 50 % en 2025<sup>23</sup>. *A contrario*, les points de passage 2023 issus de la PPE se situent nettement au-dessus de cette courbe d'évolution et impliqueraient donc la prolongation de réacteurs avant 2025<sup>24</sup>.

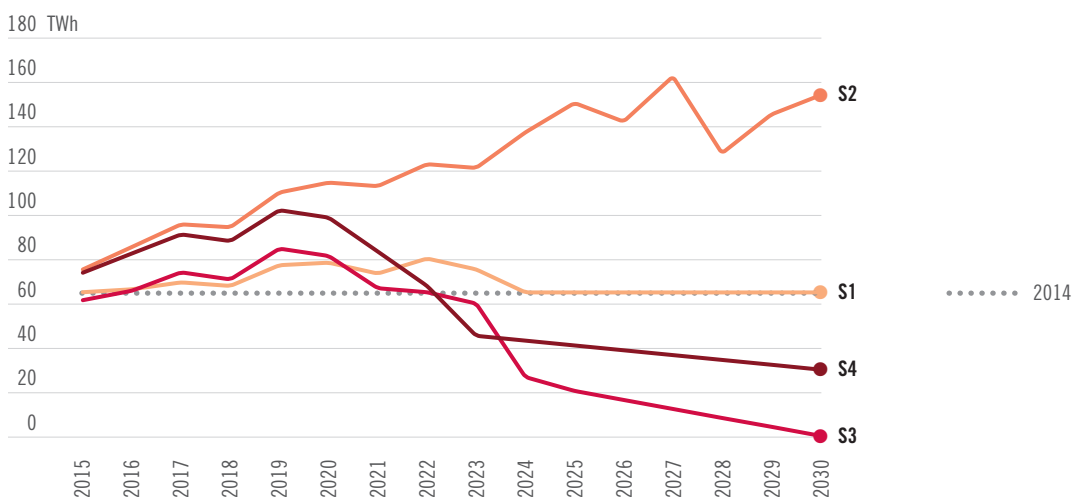
Les scénarios S1 et S3 illustrent les difficultés liées à une anticipation insuffisante du point de passage 2025. En l'absence de lissage des transformations, ces scénarios font apparaître des difficultés substantielles pour gérer la réduction trop marquée de la production nucléaire entre 2023 et 2025 (112 et 106 TWh respectivement), impliquant une croissance massive de la production ex-gaz, qui peut pourtant être évitée comme le montre notamment le scénario S4.

L'enjeu de l'anticipation des transformations s'illustre également à travers les possibles tensions dans l'équilibre offre-demande qui pourraient survenir dès les prochaines années. Dans l'ensemble des scénarios, les exports nets évoluent sensiblement à la hausse dès 2019/2020 pour atteindre

23. Le point de passage 2025 « haut » de la Figure 31 (267 TWh) correspond à un scénario où la consommation intérieure et les exports nets restent stables au niveau de 2014, alors que le point de passage bas (244 TWh) intègre une baisse du solde exportateur à 20 TWh en 2025.

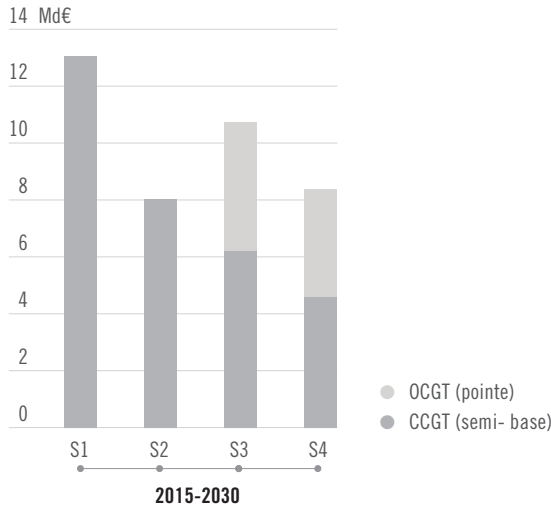
24. Cette analyse reste nécessairement simpliste et n'intègre pas d'autres options telles que la fermeture anticipée de certains réacteurs avant l'échéance de leur VD4 ou encore une possible réduction du facteur de charge.

**Figure 17.** Évolution du solde net des échanges par scénario



Source: Iddri.

**Figure 18.** Investissements cumulés dans les centrales à gaz sur la période 2015-2030



Source: Iddri.

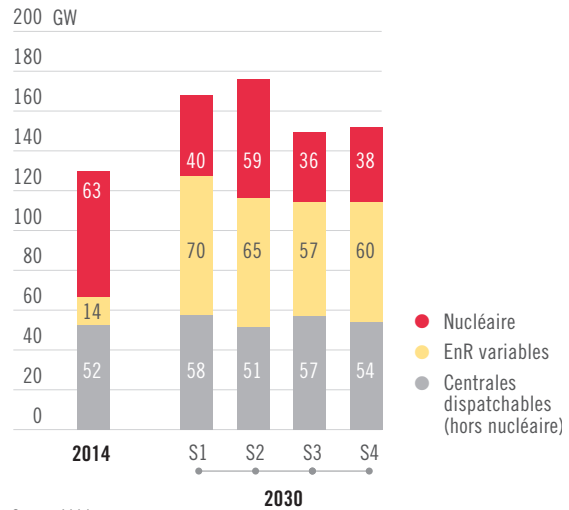
entre 79 et 115 TWh en 2020 sous l'effet mécanique de la croissance de la production renouvelable et d'une diminution tardive de la production nucléaire. Si cette situation ne produit pas *a priori* de risques pour la sécurité d'approvisionnement, elle devrait néanmoins être traitée dans la PPE, dans la mesure où la rentabilité d'exportations croissantes sur le marché européen risque d'être compromise, du moins à court terme.

Le devenir du parc de centrales thermiques à combustible fossile a été identifié comme un autre défi structurel, avec des conclusions surprenantes. En premier lieu, dans l'ensemble des scénarios, le total des capacités de centrales thermiques fossiles installées en 2025 et 2030 (entre 22 et 28 GW) se situe à un niveau assez proche de celui de 2014 (25 GW). Tous les scénarios indiquent ainsi la nécessité d'anticiper le remplacement des centrales au charbon et au fioul en fin de vie par des centrales à gaz.

Néanmoins, la répartition entre centrales thermiques fossiles fonctionnant en semi-base ou en pointe n'est pas forcément identique entre scénarios. Ainsi, il apparaît que tout effort de lissage des transformations autour de 2025 permet de réduire substantiellement les investissements nécessaires dans des centrales à gaz fonctionnant en semi-base, économies en partie compensées par l'installation de centrales de pointe supplémentaires (S3 et S4).

Enfin, il convient de préciser que les besoins futurs de centrales thermiques sont très probablement surestimés dans le cadre des scénarios étudiés, et ce pour deux raisons. D'une part, le facteur de charge des centrales à gaz en semi-base a été plafonné à 50 %, pour mieux caractériser leur rôle

**Figure 19.** Répartition des capacités de production installées en 2014 et 2030, par scénarios

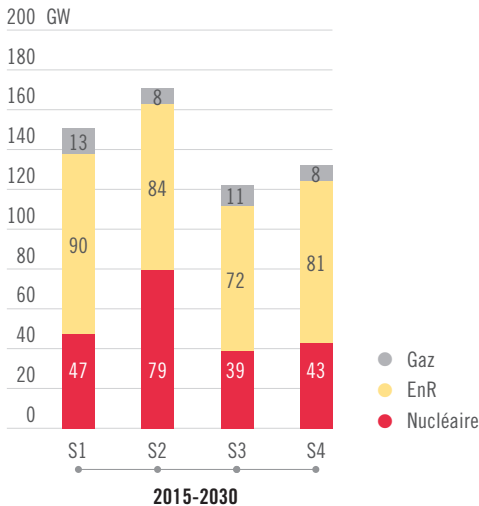


Source: Iddri.

de production en semi-base, alors qu'elles pourraient très bien fonctionner à un facteur de charge plus élevé. D'autre part, tous les scénarios doivent répondre à un critère ambitieux de couverture de la pointe hivernale : les capacités de production dispatchables (incluant les effacements) doivent s'élever au minimum à 110 % de la pointe hivernale à une chance sur dix, sans tenir compte de nouvelles mesures permettant de réduire substantiellement le niveau de la pointe elle-même.

Enfin, tous les scénarios affichent une croissance assez importante des capacités totales de production installées, en lien avec le développement des installations renouvelables, notamment éoliennes et solaires. À l'inverse, les capacités dispatchables se réduisent légèrement, sous l'effet de la diminution du nucléaire. Cette évolution quantitative et qualitative des capacités de production fait émerger de nouveaux défis liés à l'équilibre offre-demande. Ces derniers ne sont pas forcément liés à la couverture de la pointe hivernale à une chance sur dix, sécurisée dans l'ensemble des scénarios même en cas de très faible production renouvelable. À l'inverse, des tensions peuvent apparaître en cas de forte production renouvelable, étant donné que le cumul entre la production renouvelable et nucléaire peut de plus en plus fréquemment dépasser la demande intérieure en puissance. Quatre leviers devront néanmoins permettre de gérer ces situations extrêmes : une modulation plus prononcée de la production nucléaire ; un recours croissant aux interconnexions ; le développement de nouvelles formes de stockage en sus des stations de transfert et pompage hydrauliques ; et un pilotage accru de la demande électrique.

**Figure 20.** Cumul des investissements 2015-2030 dans les moyens de production en milliards d'euros



Source: Iddri.

Sur le plan de l'analyse économique, la comparaison des scénarios en matière d'investissements dans les moyens de production fait apparaître deux conclusions majeures : la corrélation entre les besoins d'investissements et le niveau de production électrique (et donc de demande) visé ; et le besoin de clarifier quel niveau d'exposition aux fluctuations du marché électrique européen peut être considéré comme « acceptable ».

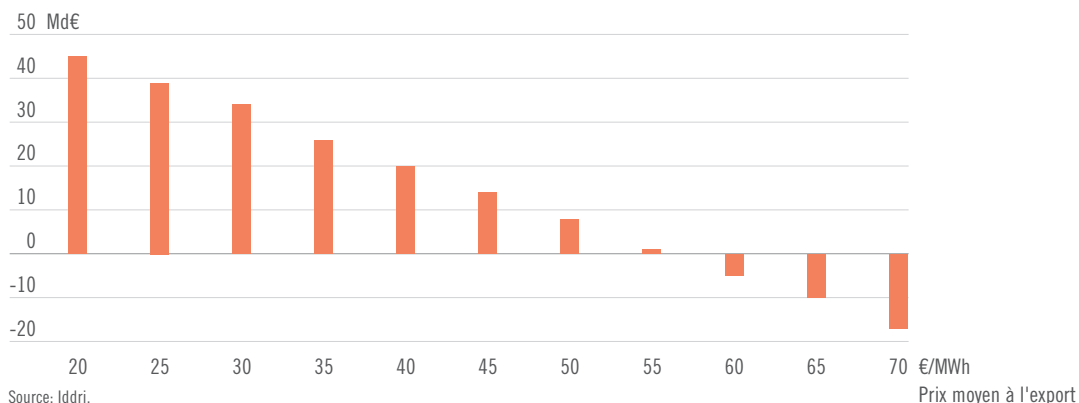
Le premier aspect peut être illustré par la comparaison des niveaux d'investissements respectifs entre les scénarios S2 et S3. Cumulant des investissements forts dans l'ensemble des filières, sans corrélation directe avec le niveau de consommation intérieure, le scénario S2 atteint un montant global de 171 milliards d'euros. À l'inverse, le scénario S3 affiche des besoins inférieurs

de 50 milliards d'euros, démontrant les économies potentielles liées à une diminution du solde exportateur et une planification de l'offre plus cohérente et compatible avec les objectifs politiques.

Considérant le second enjeu, il est important de noter que l'écart des bilans économiques entre scénarios pourrait néanmoins s'estomper si l'on focalise l'analyse non pas sur les investissements mais sur les coûts de production cumulés (2015-2030), en tenant également compte des revenus générés par les exportations nettes d'électricité. Dans ce cas de figure, l'écart entre le scénario S2 (fortement exportateur sur toute la période) et le scénario S3 (avec une diminution sensible du solde net des échanges d'ici à 2030) tend à se réduire. Tout dépend alors des hypothèses sur l'évolution de la valeur moyenne de l'électricité exportée d'ici à 2030 comme le montre la Figure 37 : à un prix moyen des exports (sur l'ensemble de la période considérée) de 30 €/MWh, le scénario S2 affiche un coût de production cumulé supérieur de 34 milliards d'euros au scénario S3. À l'inverse, si la valeur moyenne des exports atteint 60 €/MWh sur toute la période, le scénario S2 coûte 5 milliards d'euros moins cher entre 2015 et 2030, grâce à la meilleure rentabilité des exports. De ce point de vue, les scénarios intégrant une réduction des exportations seraient en toute logique plus résilients vis-à-vis des incertitudes sur l'évolution future des prix sur le marché électrique européen, mais pourraient s'avérer légèrement moins rentables dans le cas d'une très forte hausse du prix de l'électricité sur le marché européen.

Il convient de noter que tous les scénarios respectent l'orientation de la PPE d'éviter toute augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique, notamment grâce au remplacement

**Figure 21.** Évolution de la différence entre les coûts de production cumulés (2015-2030) « nets » des scénarios S2 et S3 en fonction du prix moyen des exportations sur le marché électrique européen



Source: Iddri.

des centrales au charbon et au fioul – fortement émettrices – par des centrales au gaz. Les émissions annuelles sont comprises dans une fourchette comprise entre 4 et 34 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>.

### 3. CONCLUSION

Le secteur électrique français devra faire face à de nombreux défis d'ici à 2030, résultant d'une part du vieillissement des infrastructures existantes et d'autre part des objectifs de diversification du mix électrique inscrits dans la loi sur la transition énergétique de 2015. Alors que le système électrique français n'a que peu évolué au cours de la dernière décennie, ces enjeux appellent une première conclusion : cette transition induit des transformations de grande ampleur qui renforcent l'importance de la planification et la définition de trajectoires « phares » pour assurer la cohérence d'ensemble.

L'analyse élaborée dans cette étude a en premier lieu permis de mettre en lumière l'enjeu de la temporalité. Afin de s'inscrire dans un processus de transition progressive et éviter le scénario d'une transition « subie », il faut préparer le changement. S'il y a une conclusion à retenir de l'analyse exploratoire de scénarios, c'est bien celle-ci : le manque d'anticipation peut avoir un coût important en concentrant les changements sur une période courte au lieu de les étaler dans le temps et en multipliant ainsi les risques d'investissements échoués et les décisions peu cohérentes.

Il va de soi que les incertitudes restent nombreuses et tendent à rendre la réflexion prospective et la planification plus délicates : sur l'évolution de la demande, trop souvent considérée comme une donnée « exogène » alors qu'elle est au cœur des politiques énergétiques ; sur la faisabilité et le coût de la prolongation des centrales nucléaires existantes, en l'absence de retour d'expérience ; sur le rythme réel de développement des installations renouvelables dans un contexte réglementaire plus difficile ; ou encore sur l'évolution du marché électrique européen, tributaire des politiques européennes et de celles des pays membres.

S'il faut bien les reconnaître, ces incertitudes ne peuvent pas constituer une excuse pour s'interdire ou remettre à plus tard l'élaboration de trajectoires phares pour la transition du système électrique français. Au contraire, l'absence de toute trajectoire risque de renforcer encore plus les incertitudes, plutôt que de les traiter. C'est bien pour cette raison qu'il faut « inventer demain » comme l'affirmait Gaston Berger, fondateur de

l'école française de la prospective : proposer des trajectoires permettant d'atteindre les objectifs de la politique énergétique, évaluer leurs conditions de réussite et leur cohérence, et identifier les leviers permettant de s'ajuster aux événements imprévus et de renforcer leur résilience.

C'est bien là un enjeu majeur pour la PPE introduite par la loi sur la transition énergétique. Or, en l'état actuel, celle-ci fournit seulement des orientations parcellaires sur les changements à venir, essentiellement focalisées sur le développement des ENR, tout en se refusant l'élaboration d'une trajectoire globale construite à partir des objectifs fixés, pourtant nécessaire pour évaluer les conditions de mise en cohérence des transformations.

Si elle n'intègre pas l'ensemble des paramètres (notamment l'analyse de l'équilibre offre-demande au pas horaire), l'analyse exploratoire de scénarios développée dans le cadre de cette étude permet néanmoins de fournir des indications importantes sur les enjeux à traiter dans le cadre de la planification nationale.

Le premier enjeu porte naturellement sur la nécessaire mise en cohérence des objectifs et points de passage. En l'état, en raison de l'intégration d'objectifs de nature (en capacité, en production, en part relative) et horizons (2018, 2023, 2025, 2030) différents, cette mise en cohérence peut prendre des allures de quadrature du cercle. Plutôt que de les dissimuler à travers une prospective tronquée, il apparaît donc indispensable de rendre explicite ces enjeux de cohérence au sein de trajectoires types. Notamment en ce qui concerne les objectifs relatifs à la part du nucléaire et des ENR dans la production d'électricité : soit on admet que l'objectif de réduire à 50 % la part du nucléaire exige dès 2025 d'atteindre 40 % d'électricité renouvelable et 10 % de thermique fossile pour respecter l'objectif d'éviter toute augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur. Soit on considère que ce rythme de transformation s'avère trop brutal, auquel cas il faut indiquer qu'une transition plus progressive requiert de reporter l'objectif de réduction du nucléaire à 2030.

Le second enjeu porte sur l'indispensable identification des marges de manœuvre permettant de renforcer la résilience des trajectoires afin de répondre aux incertitudes. Sur ce point, la PPE ne peut se borner à considérer l'ensemble des évolutions comme des facteurs dépassant l'influence des politiques publiques. S'il va de soi que l'évolution de la pointe hivernale, du niveau de consommation intérieure ou des exports nets ne peuvent se « décréter » *a priori*, il n'en reste pas moins que les politiques publiques peuvent avoir une influence majeure sur leur progression.



Il en va de même pour l'élaboration d'une stratégie de gestion future des réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans. Celle-ci dépend naturellement des décisions de l'opérateur et de l'Autorité de sûreté nucléaire. Mais il appartient à la puissance publique de fournir les éléments de cadrage permettant d'informer et d'orienter ces choix, en cohérence avec les objectifs nationaux. La reconnaissance du fait que la seule production d'électricité de l'EPR de Flamanville et des réacteurs n'ayant pas encore atteints leur 4<sup>e</sup> visite décennale pourrait en théorie suffire à atteindre une part des 50 % dans la production totale en 2025 montre qu'il ne suffit pas de confier les décisions aux seuls acteurs de la filière, faute de quoi

des investissements échoués ou l'abandon des objectifs politiques semblent inévitables.

Enfin, il convient de récuser l'argument selon lequel on ne peut raisonnablement « graver dans le marbre » une trajectoire précise au sein de la planification nationale puisque celle-ci risque de s'avérer totalement dépassée dans quelques années en raison de l'incertitude sur les évolutions futures. C'est justement tout l'enjeu de la prospective que de fonctionner en tant que processus ouvert et itératif, capable d'intégrer et de s'ajuster aux évolutions nouvelles au fil du temps. Et c'est bien dans cette logique que s'inscrit la PPE française, avec la possibilité de revoir et ajuster les instruments et objectifs politiques à un intervalle régulier de 5 ans. ■

## BIBLIOGRAPHIE

- ASN (2014). « Contrôle. La revue technique de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. ». Autorité de sûreté nucléaire.
- Berghmans, N. (2017). La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ? Iddri, *Studies* N°06/17.
- Brottes, F., Baupin, D. (2014). « Rapport relatif aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire. Tome 1 ». Assemblée nationale.
- Cany, C., Mansilla, C., Da Costa, P., Mathonnière, G., Duquesnoy, T., Baschwitz, A. (2016). "Nuclear and intermittent renewables: Two compatible supply options? The case of the French power mix". *Energy Policy* 95 (août): 135-46. doi:10.1016/j.enpol.2016.04.037.
- Carbone 4 (2014). « Étude des 4 trajectoires du DNTE. Une vision pédagogique des 4 trajectoires étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique. »
- Chevet, P.-F. (2016). « Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF (VD4-900) ». CODEP-DCN-2016-007286. Autorité de sûreté nucléaire. <http://www.asn.fr/Media/Files/Lettre-de-position-de-l-ASN-relative-aux-orientations-generiques-du-reexamen-periodique-associe-aux-quatriemes-visites-decennales-des-reacteurs-de-900-MWe-VD4-900>.
- Commission européenne (2014). "Communication from the Commission to the European Parliament and the Council on Long-term financing of the European Economy". COM(2014) 168 final.
- Cour des comptes (2014). « Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014 ».
- DNTE (2013). « Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles à horizons 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ? », Rapport du groupe de travail 2 du DNTE.
- EDF (2013). "Load Following. EDF Experience Feedback". Présenté à IAEA Technical Meeting - Load Following, Paris. [https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE/8.feutry\\_france.pdf](https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE/8.feutry_france.pdf).
- Goua, M., Mariton, H. (2016). « Rapport d'information sur la situation du groupe Électricité de France et de la filière nucléaire ». Rapport d'Information 3952. Assemblée nationale.
- Grandjean, A., Blanchet, E., Finidori, E. (2014). « Étude des 4 trajectoires du DNTE ». Étude pour le ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Énergie. Carbone 4.
- Lokhov, A. (2011). « Suivi de charge dans les centrales nucléaires ». *AEN Infos*, n° 29.2: 19-22.
- Marignac, Y. (2014). « L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français. Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs d'EDF ». WISE-Paris. <http://www.greenpeace.org/france/PageFiles/266521/greenpeace-rapport-echance-40-ans.pdf>.
- Mathieu, M., Rudinger, A., Pescia, D. (2016). « L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ? » *Working Papers* 01/2016. Iddri.
- McKinsey (2015). "Beyond the storm – value growth in the EU power sector".
- NEA (2011). "Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants". Nuclear Energy Agence / OECD.
- RTE (2016a). « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Édition 2016 ».
- (2016b). « Panorama de l'électricité renouvelable en 2015 ». RTE, ErDF, SER, ADEeF.
- (2016c). « Schéma décennal de développement du réseau. Édition 2015. Synthèse et volet national. »
- Rüdinger, A. (2016). « Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France ». *Working Papers* 03/2016. Iddri.
- Rüdinger, A., Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., Colombier, M., Ribera, T. (2014). "Getting out of the perfect storm: towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals". *Working Papers* 12/2014. Iddri.

## ANNEXE

### Présentation et notice d'utilisation de l'outil ElecSim

Le tableur ElecSim a été construit à partir d'une note élaborée début 2012 pour analyser les conséquences d'un passage à 50 % de nucléaire à l'horizon 2025 et développé par la suite pour évaluer les trajectoires de transition du système électrique dans le cadre de la préparation des travaux du groupe d'experts du Débat national sur la transition énergétique.

L'outil a été redéveloppé en 2016 pour être en mesure d'étudier différentes trajectoires d'atteinte des objectifs de diversification du mix électrique définis dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (Loi TECV, juillet 2015), avec la possibilité de prendre en compte les objectifs intermédiaires définis dans la PPE de 2016. Les améliorations ont également porté sur l'élaboration d'une représentation plus fine de l'évolution de la production électronucléaire, en distinguant les réacteurs n'ayant pas encore passés leur 4<sup>e</sup> visite décennale, les capacités prolongées au-delà de 40 ans et les réacteurs de 3<sup>e</sup> génération.

#### Encadré : la version du modèle mise en accès libre en ligne

- Afin de favoriser la transparence sur la méthode et les résultats des trajectoires élaborées dans le cadre de cette étude, une version simplifiée du tableur a été mise en ligne, afin de permettre aux utilisateurs intéressés d'entrevoir les résultats détaillés. Ce tableur intègre également la possibilité de faire varier certaines hypothèses clés pour tester de nouvelles variantes des quatre trajectoires et évaluer l'influence de chacune des variables. Les variables modifiables sont intégrées au début de chaque classeur et surlignées en jaune. De même, il est possible de modifier certaines hypothèses relatives aux coûts d'investissement et de production des différentes filières technologiques dans l'onglet « Coûts de production ». Les modifications des hypothèses de coût s'appliquent à l'ensemble des quatre scénarios.

La version du tableur disponible en ligne (<http://www.iddri.org/Publications/La-transition-du-systeme-electrique-francais-a-l-horizon-2030-Une-analyse-exploratoire-des-enjeux-et-des-trajectoires>) contient 7 onglets :

- 1) Un onglet « Notice d'utilisation » qui décrit le fonctionnement du modèle
- 2) 4 onglets relatifs aux quatre scénarios étudiés (S1, S2, S3, S4), avec la possibilité d'agir sur chacun des scénarios en modifiant certaines variables, présentes en début de classeur et surlignées en jaune
- 3) Un onglet « Graphiques – comparaison », qui vise à faciliter la lecture des résultats sous la forme

de graphiques reprenant les résultats de chaque scénario

4) Un onglet « Coûts de production », qui centralise l'ensemble des hypothèses relatives aux coûts d'investissements et de production des différentes filières technologiques. Celui-ci peut également être modifié, pour tester l'influence de nouvelles hypothèses de coûts.

Les onglets relatifs aux 4 scénarios regroupent 10 sous-ensembles, marqués par des couleurs différentes :

1) **Le bilan électrique** : celui-ci reflète tout d'abord l'évolution des principaux déterminants de la consommation intérieure (consommation finale, autoconsommation du secteur électrique, pompage STEP, pertes réseaux) ainsi que l'évolution du solde des échanges extérieurs. En fonction de la consommation totale, le mix de production est reconstitué. Celui-ci part en premier lieu de l'évolution de la production électronucléaire, avec la possibilité de tenir compte de différents objectifs (par exemple l'objectif de 50 % nucléaire en 2025) et points de passage (tels que définis dans la PPE). La production nucléaire se décompose en trois sous-ensembles : la production des réacteurs existants n'ayant pas encore passés leur 4<sup>e</sup> visite décennale (réacteurs « 2G ») : celle-ci diminue au fur et à mesure que les réacteurs passent leur 4<sup>e</sup> VD ; la production des réacteurs prolongés au-delà de leur 4<sup>e</sup> VD (réacteurs « 2G R ») ; et la production des réacteurs de 3<sup>e</sup> génération, tenant compte de la mise en service de l'EPR de Flamanville en 2019.

La production des ENR évolue en fonction des hypothèses (hautes ou basses) de la PPE 2016 (définies en capacités, voir point 3) jusqu'en 2023. Par la suite, ce rythme de croissance est prolongé, avec la possibilité de le faire varier à la hausse ou à la baisse. Enfin, la production des centrales à gaz est utilisée comme variable d'ajustement pour boucler l'équilibre offre-demande.

2) **Les facteurs de charge** : non modifiables, ils représentent les hypothèses de facteurs de charge associés aux différentes technologies de production. Ceux-ci sont globalement stables sur la durée, de légères améliorations du facteur de charge des principales technologies renouvelables (de 23 à 24 % pour l'éolien terrestre, de 13 à 14 % pour le PV) ont été intégrés entre 2012 et 2025.

3) **Calcul des capacités de production, couverture de la pointe hivernale et capacités en back-up**

Cette couche du tableur reflète les trajectoires en capacités de production correspondantes au mix électrique. La représentation des capacités de production est complétée par une analyse de la contrainte liée à la couverture de la pointe hivernale. Le volume de capacités disponibles pour la

couverture de la pointe est calculé en fonction :

- du cumul des capacités dispatchables (nucléaire, centrales à flamme, hydraulique) ;
- du crédit de capacité alloué à l'éolien, qui s'élève à 6 % des capacités installées pour l'éolien terrestre et à 10 % pour l'éolien offshore ;
- de l'évolution des capacités d'effacement (3 000 MW en 2014, 6 000 MW en 2030) ;
- de la prise en compte ou non des capacités d'interconnexion transfrontalières à l'import ;
- des capacités en *back-up* : si les capacités disponibles ne sont pas suffisantes pour assurer une couverture satisfaisante de la pointe, le modèle intègre de nouvelles capacités en *back-up*.

Le critère de couverture de la pointe hivernale est défini sous la forme suivante : l'ensemble des capacités disponibles doit être égal ou supérieur à 110 % de la pointe hivernale à « 1 chance sur 10 ». Le critère de 110 % est modulable, mais a été défini initialement pour tenir compte de la nécessité de conserver des marges suffisantes en cas d'arrêt fortuit d'une ou de plusieurs centrales.

#### 4) Coût complet d'investissement (€/kW)

Cette section du tableur reprend les hypothèses relatives aux coûts d'investissements des différentes filières technologiques et de leur évolution sur la période considérée. Les coûts d'investissement représentés intègrent les coûts d'investissement « overnight »<sup>25</sup>, le taux de rentabilité du capital, le taux d'actualisation ainsi que les dépenses éventuelles liées au démantèlement des installations. Les hypothèses relatives aux coûts d'investissement et de production font référence à l'onglet « Coûts de production ». Les données sont issues de la base de données « Techpol » développée par le laboratoire EDDEN pour le modèle POLES dans différents programmes FP7, complétées par d'autres sources (rapport de la Cour des comptes pour les hypothèses relatives aux coûts d'investissement de la prolongation du nucléaire existant notamment).

#### 5) Coûts systémiques et autres investissements

Cette partie annualise les coûts relatifs au développement du réseau et au démantèlement des centrales nucléaires. Faute d'hypothèses plus élaborées, le coût de développement du réseau est considéré identique pour l'ensemble des scénarios. Les coûts liés au démantèlement sont calculés au prorata des réacteurs fermés sur la période. Cette section est identique pour l'ensemble des scénarios.

#### 6) Programme d'investissement

Cette section présente les coûts d'investissements annuels en fonction de l'accroissement des capacités des différentes filières de production.

#### 7) Coûts de production

Cette partie représente l'évolution des coûts de production (*Levelized cost of electricity, LCOE*) des différentes filières technologiques sur la période considérée, en fonction des hypothèses de coûts retenues dans l'onglet « Coût de production ». Cette section est identique pour l'ensemble des scénarios.

#### 8) Coût de production total

Cette partie vise à calculer le coût de production en multipliant le coût de production unitaire par la production de la technologie correspondante pour une année donnée. Il tient également compte des coûts systémiques (réseau et démantèlement) et du coût lié aux centrales de *back-up* pour calculer un coût total annuel, ainsi qu'un coût moyen au MWh.

#### 9) Coût du CO<sub>2</sub> et décomposition du coût total

Cette section présente l'évolution du volume des émissions de CO<sub>2</sub> annuelles liées à la production d'électricité, le contenu carbone moyen au kWh ainsi que le calcul du coût lié aux émissions, sur la base d'une trajectoire de la valeur tutélaire du carbone, conforme au rapport Quinet.

#### 10) Coûts systémiques

Cette section reprend l'ensemble des grands postes de coûts annuels (coûts de production, réseau et démantèlement, émissions de CO<sub>2</sub>) pour afficher un coût systémique total par an.

25. Le coût d'investissement *overnight* représente le besoin d'investissement net pour la construction de l'installation, sans tenir compte du coût du capital, des intérêts dus en fonction de la durée de construction, des primes de risques, etc.



# La transition du système électrique français à l'horizon 2030

## Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires

Andreas Rüdinger, Michel Colombier, Nicolas Berghmans (Iddri),  
Patrick Criqui, Philippe Menanteau (GAEL-edden)

PUBLICATIONS DE L'IDDRI

- Berghmans, N. (2017). La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ?, Iddri, *Studies* n°06/17.
- Mathieu, M., Rüdinger, A., Pescia, D. (2016). L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?, Iddri, *Working Papers* n°01/16.
- Mathieu, M., Rüdinger, A. (2016). Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?, Iddri, *Working Papers* n°02/16.
- Rüdinger, A. (2016). Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, Iddri, *Working Papers* n°03/16.
- Rüdinger, A. (2015). Transition énergétique française et croissance verte : les limites d'une gouvernance par objectifs, Iddri, *Issue Briefs* n°07/15.
- Rüdinger, A. (2015). Comment financer la transition énergétique ? Éléments d'analyse pour une approche stratégique, Iddri, *Working Papers* n°01/15.
- Bellevrat, É. et al. (2013). Scénarios de transition énergétique pour la France : définir un espace de discussion pour le débat, Iddri, *Working Papers* N°09/13.

Publications disponibles en ligne sur : [www.iddri.org](http://www.iddri.org)

Institut de recherche sur les politiques, l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) a pour objectif d'élaborer et de partager des clés d'analyse et de compréhension des enjeux stratégiques du développement durable dans une perspective mondiale. Basé à Paris, l'Iddri accompagne les différents acteurs dans la réflexion sur la gouvernance mondiale des grands problèmes collectifs que sont la lutte contre le changement climatique, la protection de la biodiversité, la sécurité alimentaire ou l'urbanisation et participe aux travaux sur la redéfinition des trajectoires de développement.

L'Iddri porte une attention toute particulière au développement de réseaux et de partenariats avec les pays émergents et les pays les plus exposés aux risques, de façon à mieux appréhender et partager différentes visions du développement durable et de la gouvernance. Afin de mener à bien son action, l'Iddri s'insère dans un réseau de partenaires issus des secteurs privé, académique, associatif ou public, en France, en Europe et dans le monde.

Institut indépendant, l'Iddri mobilise les moyens et les compétences pour diffuser les idées et les recherches scientifiques les plus pertinentes en amont des négociations et des décisions.

Ses travaux sont structurés transversalement autour de sept programmes thématiques : Gouvernance, Climat, Biodiversité, Océans et zones côtières, Fabrique urbaine, Agriculture et Nouvelle Prospérité.

Dans le cadre de son partenariat avec Sciences Po, de nombreux chercheurs de l'Iddri participent aux enseignements ainsi qu'au développement de programmes de recherche.

Fondation de recherche reconnue d'utilité publique, l'Iddri met à la disposition de tous, via son site Internet, ses différentes analyses et propositions.

L'Iddri organise sa politique de publications autour de collections propres, d'ouvrages en partenariat (comme *Regards sur la Terre*, fruit d'une collaboration avec l'Agence française de développement et d'un partenariat éditorial avec Armand Colin), et de publications dans des revues scientifiques. L'Iddri publie également les études menées dans le cadre du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement [CLIP] : *Les Cahiers du CLIP*. Les collections de l'Iddri sont constituées de textes courts (*Issue Briefs* et *Policy Briefs*), de documents de travail (*Working Papers*) et d'études ou rapports (*Studies*).

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez [www.iddri.org](http://www.iddri.org)

# IDDRI

[www.iddri.org](http://www.iddri.org)

