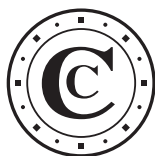


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

LES CHOIX DE PRODUCTION
ÉLECTRIQUE : ANTICIPER
ET MAÎTRISER LES RISQUES
TECHNOLOGIQUES,
TECHNIQUES ET FINANCIERS

LES ENJEUX STRUCTURELS
POUR LA FRANCE
NOVEMBRE 2021

SOMMAIRE

- 5 AVERTISSEMENT
- 7 SYNTHÈSE
- 9 INTRODUCTION
- 11 1 - UN PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE
À RENOUVELER EN GRANDE PARTIE DANS
LES DEUX DÉCENNIES À VENIR
 - 11 A - Un parc majoritairement nucléaire
dont l'évolution doit être anticipée
 - 13 B - De longs délais de construction
des moyens de production
 - 14 C - Un renouvellement du parc dont
le dimensionnement est incertain
- 16 2 - UN RENOUVELLEMENT SOUMIS À PLUSIEURS
ALÉAS ET PORTEUR D'ENJEUX IMPORTANTS
 - 16 A - Un futur parc de production associé
à des défis technologiques
 - 18 B - Des modalités de renouvellement qui impliquent
des investissements complémentaires
 - 19 C - Des conséquences en termes de filières
industrielles, de formation, d'emploi
et d'aménagement du territoire

SOMMAIRE

- 20 3 - MIEUX ÉCLAIRER LES CHOIX, À ASSUMER
AVEC DÉTERMINATION
- 21 A - La nécessaire planification des étapes
de ce renouvellement
- 22 B - Mieux documenter le coût d'un futur
mix électrique et les conséquences
financières pour l'État
- 23 C - Des choix qui doivent être débattus,
puis mis en oeuvre
- 24 RÉFÉRENCES AUX TRAVAUX DE LA COUR DES COMPTES

AVERTISSEMENT

La présente note fait partie d'un ensemble de travaux destinés à présenter, sur plusieurs grandes politiques publiques, les principaux défis auxquels seront confrontés les décideurs publics au cours des prochaines années et les leviers qui pourraient permettre de les relever. Cette série de publications, qui s'étale d'octobre à décembre 2021, s'inscrit dans le prolongement du rapport remis en juin 2021 au Président de la République, *Une stratégie des finances publiques pour la sortie de crise*. Ce travail de synthèse vise à développer, sur quelques enjeux structurels essentiels, des éléments de diagnostic issus de précédents travaux de la Cour et des pistes d'action à même de conforter la croissance dans la durée tout en renforçant l'équité, l'efficacité et l'efficience des politiques publiques.

La Cour, conformément à sa mission constitutionnelle d'information des citoyens, a souhaité développer une approche nouvelle, qui se différencie de ses travaux habituels, et ainsi apporter, par cette série de notes volontairement très synthétiques et ciblées, sa contribution au débat public, tout en veillant à laisser ouvertes les différentes voies de réformes envisageables.

Cette note a été délibérée par la 2^e chambre et approuvée par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes.

Les publications de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

SYNTHÈSE

La production électrique française repose aujourd'hui à environ 70 %, sur le parc de réacteurs nucléaires. EDF envisage de porter la durée de vie d'au moins une partie de ses centrales nucléaires à 60 ans. Ce parc aura toutefois en grande partie cessé de produire avant 2050, ce qui nécessitera le renouvellement d'une part importante de la capacité de production d'électricité et représentera un investissement considérable.

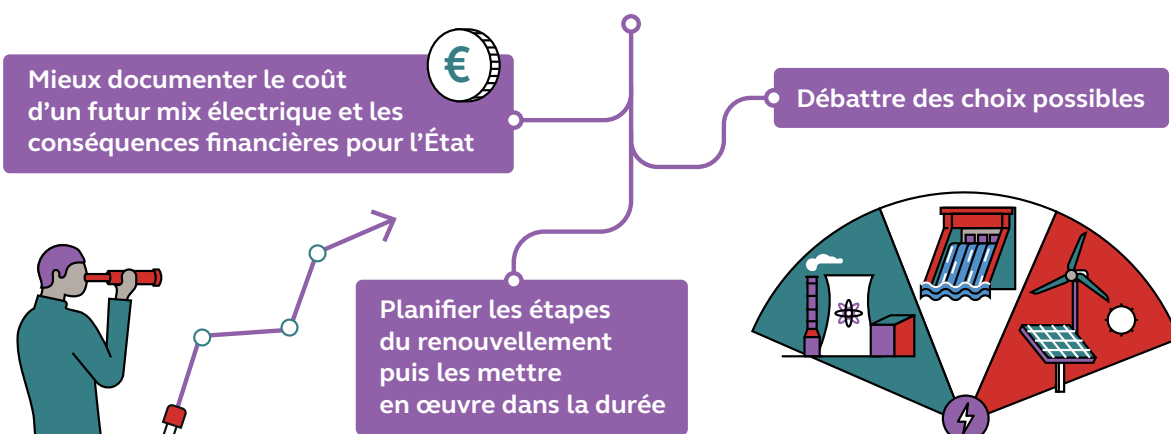
Afin de respecter les engagements climatiques de la France, seuls des moyens dits « décarbonés » (nucléaire, hydraulique, nouvelles énergies renouvelables) sont désormais envisagés. La construction de ces nouveaux moyens de production nécessite aujourd'hui un délai important. Elle appelle donc des décisions à présent urgentes pour garantir notre approvisionnement à l'horizon de la décennie 2040, et ce d'autant que le développement des usages de l'électricité (mobilité, industrie, chauffage...) pourrait augmenter sensiblement la consommation d'électricité, malgré les efforts, nécessaires, d'efficacité énergétique et de sobriété.

Le renouvellement du parc de production électrique français constitue un défi technologique, technique et industriel. Les différentes composantes d'un futur parc détermineront également des besoins nouveaux notamment en termes de réseaux et de stockage, devant eux aussi être anticipés. Enfin, les répercussions en termes d'emplois et d'aménagement du territoire rejoignent des enjeux de compétitivité pour notre pays. Les choix à venir auront ainsi des conséquences sur plusieurs décennies rendant d'autant plus nécessaire la tenue d'un débat sur les scénarios énergétiques possibles, sur des bases mieux éclairées notamment par une analyse de coûts.

Chiffres clés :

- La production d'électricité est aujourd'hui assurée à près de **70 %** par les réacteurs nucléaires.
- Les deux tiers des réacteurs nucléaires en fonctionnement auront atteint **60 ans** dans le courant de la décennie 2040.
- Les durées de construction des nouveaux moyens de production varient entre **8 et 15 ans** selon les technologies, éolienne terrestre, éolienne maritime ou nucléaire.
- La consommation d'électricité pourrait passer d'environ **475 TWh à 650 TWh** en 2050 du fait de l'électrification des usages.

ANTICIPER ET MAÎTRISER LES RISQUES LIÉS AU RENOUVELLEMENT DU PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE



INTRODUCTION

La construction et l'exploitation d'un parc électrique découlent, au moins pour partie, de choix sociétaux en faveur ou en défaveur de certains modes de production, et de la répartition souhaitée des risques en termes de sûreté et de sécurité, de garantie de disponibilité, d'incertitudes technologiques, d'aléas de coûts et de prix et de capacité financière des acteurs. Ces grandes décisions peuvent également être éclairées par une analyse du coût du mix électrique résultant des parts de chacune de ses composantes et de l'intensité de leur utilisation à l'année.

La production d'électricité dans notre pays, de l'ordre de 530 à 550 TWh par an sur ces dernières années (500 TWh pour 2020), est assurée à environ 70 % par le parc nucléaire. Mis en service pour une grande part à la fin des années 1970 et dans les années 1980, il est aujourd'hui composé de 56 réacteurs. Le reste de la production provient des barrages hydroélectriques, des nouvelles énergies renouvelables que sont l'éolien terrestre (en attendant l'éolien en mer) et le solaire photovoltaïque, d'une production thermique fossile au gaz et de façon de plus en plus résiduelle au charbon ou au fioul, et marginalement des bioénergies. Elle est assurée pour l'essentiel par le groupe EDF et couvre la totalité des besoins à l'année de notre pays tout en assurant un solde exportateur de 50 à 70 TWh par an.

Le parc nucléaire en fonctionnement dont la durée de vie est actuellement envisagée jusqu'à 60 ans devrait en grande partie être mis à l'arrêt d'ici 2050. Notre outil de production électrique devra donc, de façon substantielle, être renouvelé en une vingtaine d'années et pour plusieurs décennies (I). Le nouveau parc de production électrique, quelles qu'en soient les composantes, devra relever des défis technologiques et emportera de lourdes conséquences sur l'adaptation des réseaux, la structuration des filières industrielles, l'emploi et les territoires (II). La programmation énergétique actuelle éclaire insuffisamment les décisions à venir. Ces choix doivent être débattus et devront ensuite être mis en œuvre de façon résolue, en identifiant les jalons critiques (III).

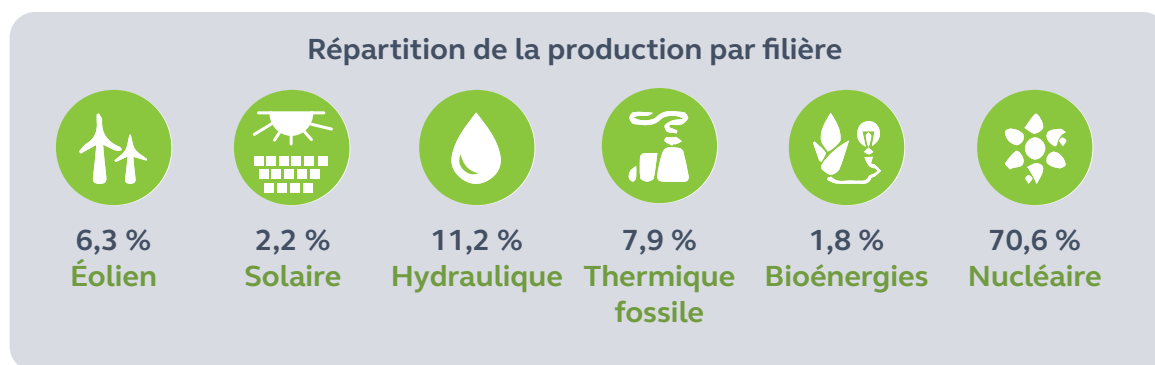
1 - UN PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE À RENOUVELER EN GRANDE PARTIE DANS LES DEUX DÉCENNIES À VENIR

Du fait de la fin de vie prévisible des réacteurs nucléaires en fonctionnement, le parc actuel de production électrique de notre pays devra être majoritairement renouvelé d'ici une vingtaine d'années. Afin de respecter les engagements climatiques de la France, seuls des moyens dits « décarbonés » (nucléaire, hydraulique, nouvelles énergies renouvelables) sont désormais envisagés par la programmation énergétique pour l'installation de nouvelles capacités de production électrique. Compte tenu des délais de construction, des décisions claires qui engageront le pays à long terme, devront être prises dès ces prochaines années.

A - Un parc majoritairement nucléaire dont l'évolution doit être anticipée

Le parc de réacteurs nucléaires a été majoritairement mis en service entre 1977 et 1987. EDF envisage de porter la durée de vie d'au moins une partie de ses centrales à 60 ans. Quelle que soit la trajectoire d'arrêt qui serait mise en œuvre et la part effective du nucléaire en 2035 par rapport à un plafond de 50 % prévu par la loi énergie-climat n°2019-1147 du 8 novembre 2019, ce parc aura ainsi en grande partie cessé de produire en 2047. Le fait que le nucléaire représente 70 % de la production nécessite donc une attention toute particulière.

Schéma n° 1 : composition du mix électrique 2019 (en part de l'énergie produite)



Source : RTE (gestionnaire du réseau de transport d'électricité)

À ce jour, la prolongation des réacteurs à 50 puis 60 ans ne peut d'ailleurs être tenue pour acquise, comme le souligne régulièrement l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Elle dépend de la validation par cette dernière des visites décennales de

chacun des réacteurs au bout de 40 puis 50 ans d'exploitation. Aujourd'hui, seule la prolongation à 50 ans des réacteurs de type REP 900 est engagée (cf. décision de l'ASN du 23 février 2021).

La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires

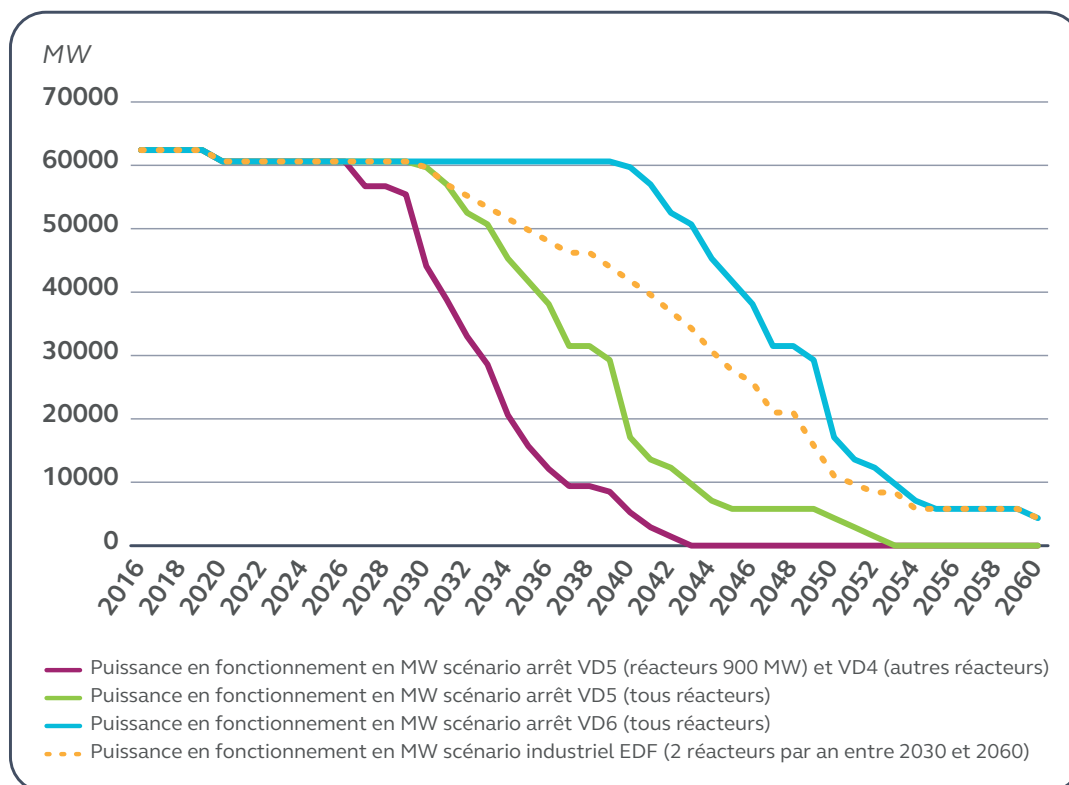
Il n'existe pas, en France, d'encadrement législatif ou réglementaire de la durée de fonctionnement des installations nucléaires de base. En revanche, elles sont soumises à un réexamen périodique tous les 10 ans, au titre des articles L. 593-18 et L. 593-19 du code de l'environnement. EDF combine, dans une logique d'optimisation industrielle, ce réexamen périodique avec d'autres exigences techniques ainsi qu'avec la réalisation d'investissements de maintenance, ce qui donne lieu à un arrêt prolongé des réacteurs, appelé « visite décennale » (VD).

Une exploitation au-delà de 60 ans n'est aujourd'hui pas prévue. RTE retient toutefois l'hypothèse, dans l'un des six scénarios de son rapport *Futurs énergétiques 2050* publié le 25 octobre 2021, d'une prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans tant qu'ils respecteront les normes de sûreté, tout en soulignant que cela repose sur un pari technologique lourd. Aux États-Unis, la commission de sûreté nucléaire (NRC) a accepté la prolongation à 80 ans de quatre réacteurs, *Turkey Point 3 et 4*, et *Surry 1 et 2*.

De ce point de vue, le fait que les choix en matière de mix électrique n'aient pas été effectués il y a dix ans, oblige d'ores et déjà à intégrer, comme le prévoit la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adoptée en mars 2020, la nécessité d'une prolongation jusqu'à 60 ans d'une partie du parc, avec les contraintes en termes de sûreté et les aléas du passage de la cinquième visite décennale qui en résultent.

En toute hypothèse, les dates rapprochées de mise en service initiale du parc nucléaire, concentrent son arrêt sur une courte période, avec pour conséquence un « effet falaise », comme l'illustre le graphique suivant, et ce, quel que soit le scénario retenu.

Graphique n° 1 : évolution de la puissance des réacteurs de deuxième génération (hors EPR) selon différents scénarios de fermeture des réacteurs (MW)



Notes de lecture : VD signifie « visite décennale » ; pour le scénario industriel d'EDF, les dates précises de fermeture ont fait l'objet d'hypothèses de la Cour tout en respectant les objectifs énoncés par ce scénario

Source : Cour des comptes

B - De longs délais de construction des moyens de production

Le renouvellement d'ici le courant de la décennie 2040 d'une grande part de la capacité de production d'électricité de notre pays représentera un investissement considérable, de plusieurs centaines de milliards d'euros couvrant les moyens de production et les investissements complémentaires en termes de réseaux et de stockage d'électricité ou de déchets radioactifs.

Le passé récent montre que la construction de nouveaux moyens de production électrique nécessite dans notre pays un délai important,

quelle que soit la technologie utilisée : plus de 15 ans pour l'EPR, entre 7 et 9 ans pour les parcs éoliens terrestres, un minimum de 11 années pour les premiers parcs éoliens en mer. Ces délais, dont on peut espérer la réduction à l'avenir, sont également significatifs pour les infrastructures qui y sont associées : 5 à 10 ans pour les lignes haute tension, 4 à 7 ans pour les postes électriques, etc.

Les modes de production de l'électricité au-delà de 2040 et la trajectoire pour y parvenir constituent donc un enjeu majeur pour les prochaines années. Il s'agit de décisions à présent urgentes pour garantir notre approvisionnement à cette échéance.

C - Un renouvellement du parc dont le dimensionnement est incertain

Le dimensionnement du parc pour l'après 2040 reste toutefois incertain : si la consommation électrique dans notre pays a été assez constante sur la dernière période, une incertitude existe sur ce qu'elle sera dans 20 à 30 ans, sous l'effet de la croissance, de la démographie et surtout du développement encouragé des usages de l'électricité (mobilité, industrie, chauffage...) au regard de l'objectif de neutralité carbone en 2050.

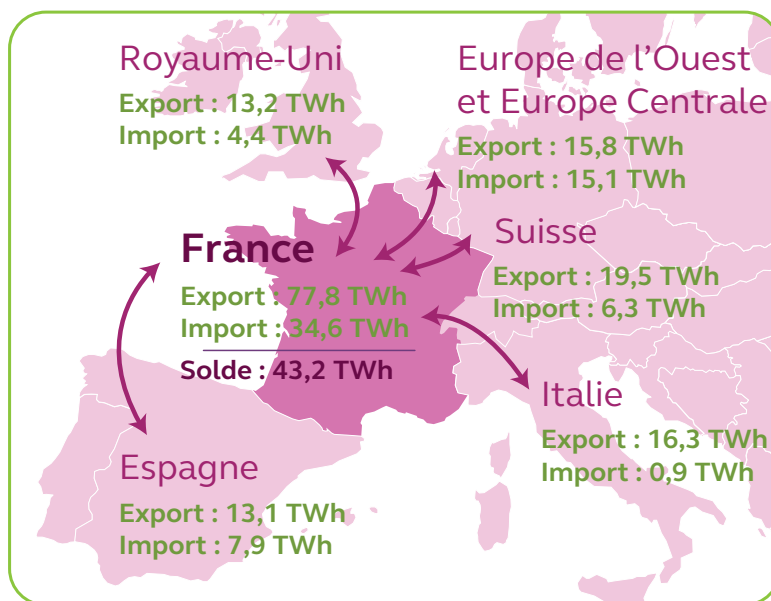
À ce titre, disposer à cette échéance de la capacité de production nécessaire d'électricité décarbonée constitue un enjeu environnemental et climatique non seulement pour le secteur électrique mais également pour les secteurs des transports, de l'industrie et du bâtiment.

Une augmentation de 20 ou 30 % du besoin d'électricité d'ici 2040 ou 2050 augmenterait ainsi sensiblement le dimensionnement du futur parc de production. La stratégie nationale bas-carbone reflète cette anticipation de l'électrification des usages en tablant sur une demande électrique à l'horizon 2050 s'élevant à 650 TWh.

À l'inverse, une efficacité et une sobriété énergétiques fortement accrues réduiraient sensiblement ce besoin additionnel. Dans tous les cas, une forte augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique est anticipée.

Ce dimensionnement dépend, par ailleurs, de la volonté et de la possibilité de maintenir ou non un solde exportateur de l'ordre de 50 à 70 TWh par an, comme cela a été le cas tout au long de ces dernières années. Un solde ramené à l'équilibre compenserait une partie d'un éventuel surplus de consommation.

Carte n° 1 : niveau des échanges commerciaux avec les pays frontaliers

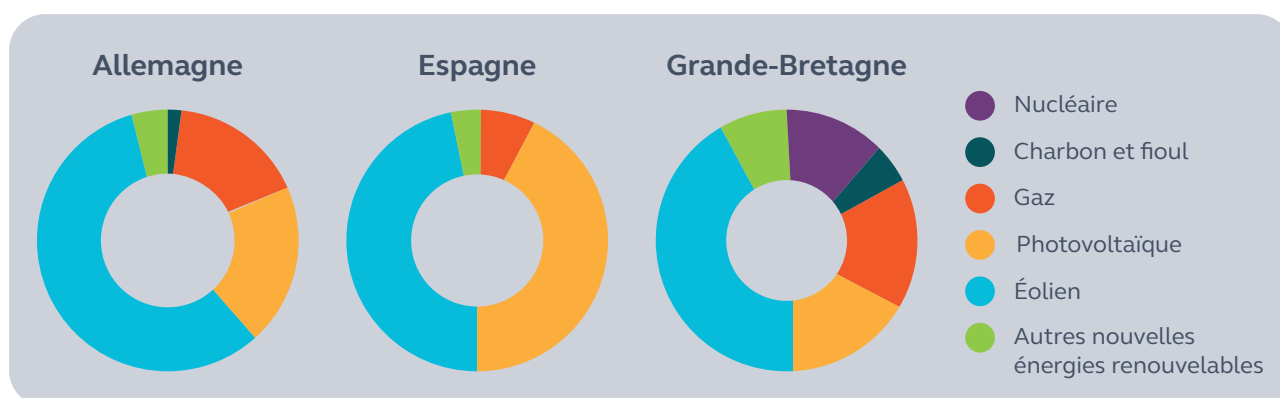


Sources : RTE, Bilan électrique 2020

L'élaboration de notre futur mix électrique devra donc tenir compte des options qui sont retenues par nos voisins en ce qui concerne l'évolution de leur propre outil de production à long terme

comme l'illustre le graphique suivant, et dont dépendra pour partie le maintien, ou non, d'une situation exportatrice d'électricité.

Graphique n° 2 : illustration des mix électriques en 2040 pour l'Allemagne, l'Espagne et la Grande-Bretagne



Source : RTE, Consultation publique sur le cadre et les hypothèses des scénarios du Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 », à partir des scénarios élaborés par l'association des gestionnaires de réseau d'électricité européens ENTSO-E

Les interconnexions sont en toute hypothèse indispensables pour assurer l'équilibre offre/demande permanent, pour mettre notre consommation à l'abri d'un imprévu (accident, catastrophe naturelle...) et en particulier pour éviter de soumettre le secteur industriel à un risque de difficulté d'approvisionnement. Un tel risque pourrait avoir pour conséquence un besoin d'effacement fortement accru de la consommation d'électricité du secteur industriel et plus encore un aléa de prix, en fonction des fluctuations des marchés de l'électricité en Europe.

En dépit des incertitudes sur nos besoins d'électricité, il conviendra sur la période 2022-27 de faire et d'assumer des choix structurels au moins pour la période 2040-2070, et potentiellement pour 2040-2100. En effet, le parc de production électrique renouvelé

engagerait notre pays pour plusieurs dizaines d'années, de l'ordre de 60 ans en cas de nouveaux réacteurs nucléaires, de 25 à 30 ans pour les modes de production à partir d'énergies renouvelables.

Ces choix à brève échéance seront donc structurants à long terme, comme l'ont été ceux des années 1960 et 1970 s'agissant du parc nucléaire actuel. Naturellement, d'ici 2040 ou 2050, il est probable qu'interviendront des innovations, voire des sauts technologiques ou des événements qui n'auront pas été anticipés à l'instar du développement de la technologie éolienne maritime dans les années 1960. Au regard de la contrainte de délai pour la construction d'un nouveau parc, ces aléas technologiques et de dimensionnement ne permettent toutefois pas de différer les choix.

2 - UN RENOUVELLEMENT SOUMIS À PLUSIEURS ALÉAS ET PORTEUR D'ENJEUX IMPORTANTS

La construction à grande échelle de nouvelles capacités nucléaires suppose de surmonter les difficultés rencontrées jusqu'à présent sur les chantiers d'EPR en Europe, ou, le cas échéant, d'être en mesure de développer à brève échéance de nouvelles technologies de type SMR (*Small Modular Reactor*). Le recours aux nouvelles énergies renouvelables (EnR) dans une proportion très majoritaire et plus encore exclusive ne serait possible qu'en résolvant les difficultés découlant de leur variabilité. Ces différentes composantes d'un futur parc, et leurs proportions, détermineront également les besoins techniques additionnels, en termes de réseaux, de stockage, de gestion des combustibles et déchets nucléaires, etc., qu'il conviendra d'anticiper longtemps à l'avance. Enfin, les répercussions en termes de filières industrielles, de besoins de formation, d'emplois et d'aménagement du territoire rejoignent des enjeux de compétitivité pour notre pays.

A - Un futur parc de production associé à des défis technologiques

L'attention désormais portée au changement climatique et à la recherche de la neutralité carbone en 2050 contraint le champ des choix possibles, dès lors que la production d'électricité est déjà très largement décarbonée dans notre pays. Le recours à grande échelle aux solutions de production les plus simples technologiquement (des centrales à charbon ou au gaz fossile) serait ainsi incompatible avec le respect de nos engagements internationaux et européens. À ce titre, la fermeture des centrales

à charbon et l'arrêt de la construction de nouvelles centrales au gaz est désormais actée. Quant à l'hydraulique, notre pays bénéficie de longue date d'un équipement important qui ne pourra plus être complété que de façon limitée et dont la capacité de production pourrait être affectée à long terme par le changement climatique.

Pour le nucléaire, la dérive des délais de construction de l'EPR de Flamanville, qui aura duré au moins onze ans de plus que prévu, et de son coût, initialement chiffré à 3 Md€, mais estimé par la Cour en juillet 2020 à plus de 19 Md€ (les écarts sont du même ordre pour l'EPR d'Olkiluoto en Finlande), reflète la complexité accrue de réacteurs intégrant des contraintes de renforcement de la sûreté à la suite des accidents de Tchernobyl puis de Fukushima. Il s'ensuit une incertitude en termes de capacité à construire un nouveau parc de réacteurs dans des délais et à de coûts raisonnables. Le lancement de six EPR2, nouveau modèle qui n'a pas encore été validé par l'ASN, mais que le Gouvernement a demandé à EDF de préparer, a été soumis à l'entrée en service effective de Flamanville, qui n'interviendra pas avant 2023. Si la décision était prise, ces six EPR2, dont le coût de construction estimé par EDF s'élève à 46 Md€, entreraient en service de façon échelonnée entre 2035 et le début des années 2040.

Or, le maintien d'une part nucléaire de 50 % dans la production d'électricité projetée par la stratégie nationale bas-carbone au-delà de 2050 supposerait de disposer à terme non pas de sept EPR ou EPR2, mais de 25 à 30 dans

l'hypothèse où les réacteurs actuellement en fonctionnement seraient presque tous arrêtés à cet horizon. Construire un tel nombre d'EPR2 en une trentaine d'années nécessiterait, au-delà des mesures déjà prises récemment (cf. plan Excell d'EDF présenté en décembre 2019), une mobilisation et un effort de redressement accélérés de notre industrie nucléaire. La question du nombre de sites disponibles pourrait en outre se poser, le changement climatique pouvant rendre plus compliquée l'installation de sites en bord de fleuves.

Par ailleurs, le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), EDF, Naval Group et TechnicAtome travaillent sur le projet *Nuward* de petit réacteur modulaire de type SMR. De puissance plus limitée (170 MW unitaire, dans le cadre d'une installation par paire, de 340 MW au total), il pourrait être plus facilement dupliqué et installé. Sa mise au point et l'obtention de coûts raisonnables ne sont toutefois pas espérées avant la prochaine décennie. Dans son rapport *Futurs énergétiques 2050*, RTE envisage néanmoins, dans l'un de ses six scénarios, l'hypothèse du développement de SMR pour une puissance cumulée de 4 000 MW, à la place de plusieurs EPR2.

Les défis à relever paraissent tout aussi importants pour les nouvelles énergies renouvelables. Il n'existe certes pas d'incertitude technologique pour les outils de production en eux-mêmes, qui au contraire progressent d'année en année, la puissance moyenne des éoliennes terrestres ou maritimes augmentant par exemple régulièrement, de même que le rendement des panneaux solaires photovoltaïques. Toutefois,

un développement de très grande ampleur, dans un scénario 100 % renouvelable, ou ne comportant qu'une faible part de nucléaire ou d'autres moyens pilotables, nécessiterait de surmonter les difficultés découlant de la variabilité de leur production en définissant des modalités de stockage à un coût abordable, comme l'a souligné le rapport d'étape RTE-AIE sur un scénario 100 % renouvelable en 2050. Ce scénario risquerait également de se heurter à des difficultés d'implantation du fait de contraintes géographiques ou réglementaires, voire de difficultés d'acceptabilité sociale, tant pour l'éolien terrestre que pour les parcs *offshore* au large des côtes françaises, et, dans une moindre mesure, de conflits d'usage avec le secteur agricole pour de très grandes centrales solaires au sol.

Pour ce qui concerne le remplacement du gaz fossile par du gaz vert comme moyen de production d'électricité, la question du coût et des limites des moyens de production de biogaz serait posée, de même que serait interrogée la pertinence de son utilisation pour produire de l'électricité plutôt que l'injection dans le réseau de gaz ou l'approvisionnement des flottes de bus ou de camions assurant des dessertes locales. Enfin, l'utilisation d'hydrogène comme moyen de production et de stockage, qui n'est envisageable que s'il est produit par un processus lui-même décarboné, nécessite quant à elle des moyens accrus de production d'électricité.

Ces difficultés, de différentes natures, ne sont pas insurmontables pour notre pays ; mais leur résolution suppose, dans tous les cas, à la fois des choix clairs et une très forte mobilisation de l'ensemble des acteurs.

B - Des modalités de renouvellement qui impliquent des investissements complémentaires

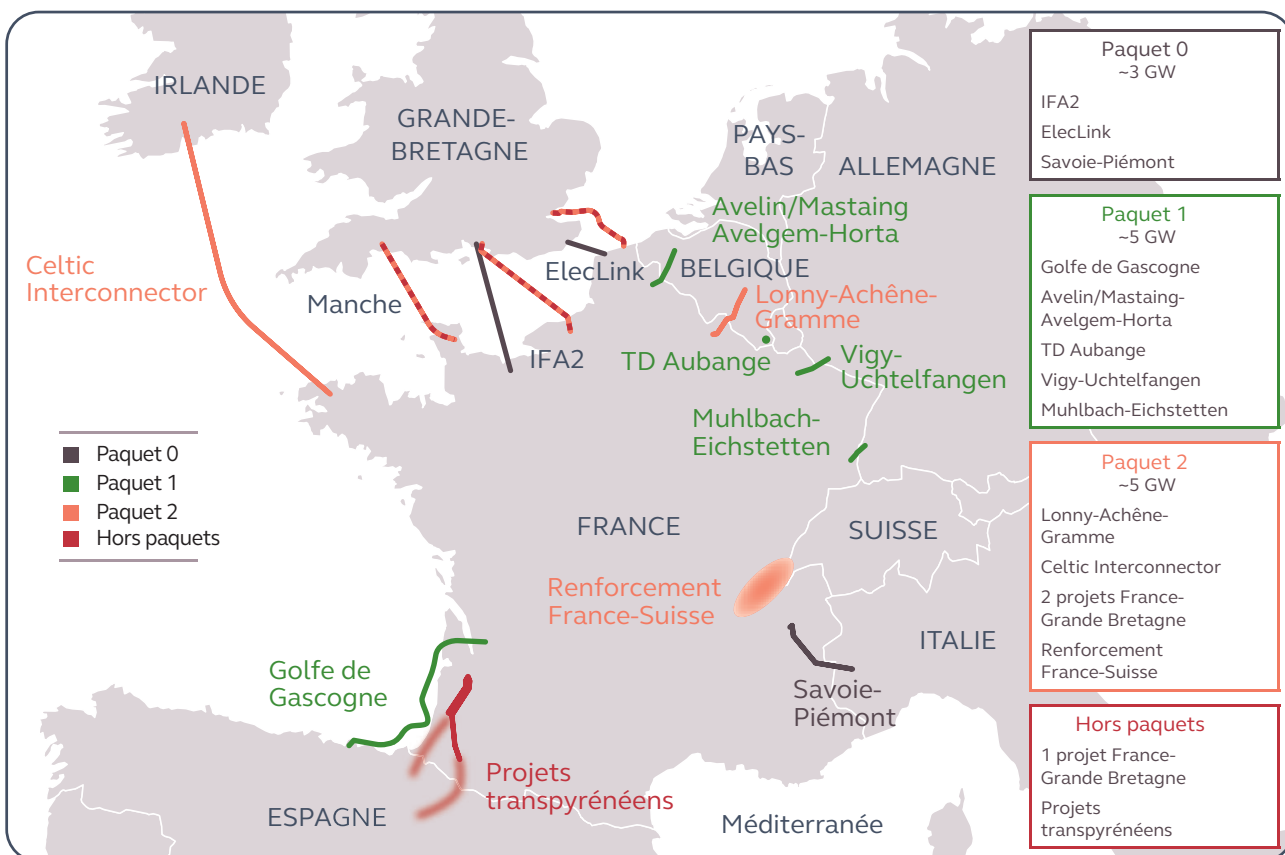
Il est d'autant plus nécessaire de faire des choix rapidement sur le mix énergétique que d'autres décisions « techniques » en découleront.

Pour ce qui concerne les aspects « classiques » relatifs au fonctionnement d'un grand système électrique, il faut en premier lieu souligner que le réseau des lignes très haute tension (THT) devra, le cas échéant, être adapté pour raccorder de nouveaux lieux de production, en particulier les parcs éoliens en mer, voire des réacteurs nucléaires qui seraient construits sur

de nouveaux sites, ainsi que pour s'adapter aux arrêts concomitants (un délai d'anticipation supérieur à 10 ans est nécessaire).

L'ampleur des besoins en interconnexions supplémentaires, au-delà de celles déjà programmées (cf. carte suivante) pourrait également varier sensiblement en fonction de la part de mix « pilotable ». Une très grande part d'énergies renouvelables au sein de la production d'électricité rendrait nécessaire, en complément de modalités de stockage, une capacité d'échanges accrue avec nos voisins. De ce point de vue, la position géographique de notre pays et la diversité des modes de production constituent un atout.

Carte n° 2 : développement prévu des interconnexions



Sources : RTE, Bilan électrique 2020, schéma décennal de développement du réseau 2019

Enfin, les nouvelles énergies renouvelables éoliennes terrestres et solaires photovoltaïques doivent être raccordées non pas au réseau THT, mais au réseau de distribution. Les besoins d'adaptation de ce dernier varieront considérablement en fonction de la part de ces nouvelles énergies renouvelables.

Le renouvellement du parc de production pourrait enfin soulever des questions plus spécifiques : de nouveaux réacteurs nucléaires, qui fonctionneraient jusqu'en 2100, entraîneraient un besoin de gestion de leurs combustibles usés. Cela supposerait, soit de renouveler l'usine de retraitement des combustibles de la Hague (en cas de poursuite de l'utilisation du plutonium issu de ce retraitement dans des combustibles dits « MOX » en adaptant les nouveaux réacteurs à cet usage) et de créer de nouveaux sites d'entreposage puis de stockage des déchets nucléaires soit de proposer un autre mode de gestion des combustibles usés et des déchets, qui seraient, dans une telle hypothèse, beaucoup plus volumineux.

C - Des conséquences en termes de filières industrielles, de formation, d'emploi et d'aménagement du territoire

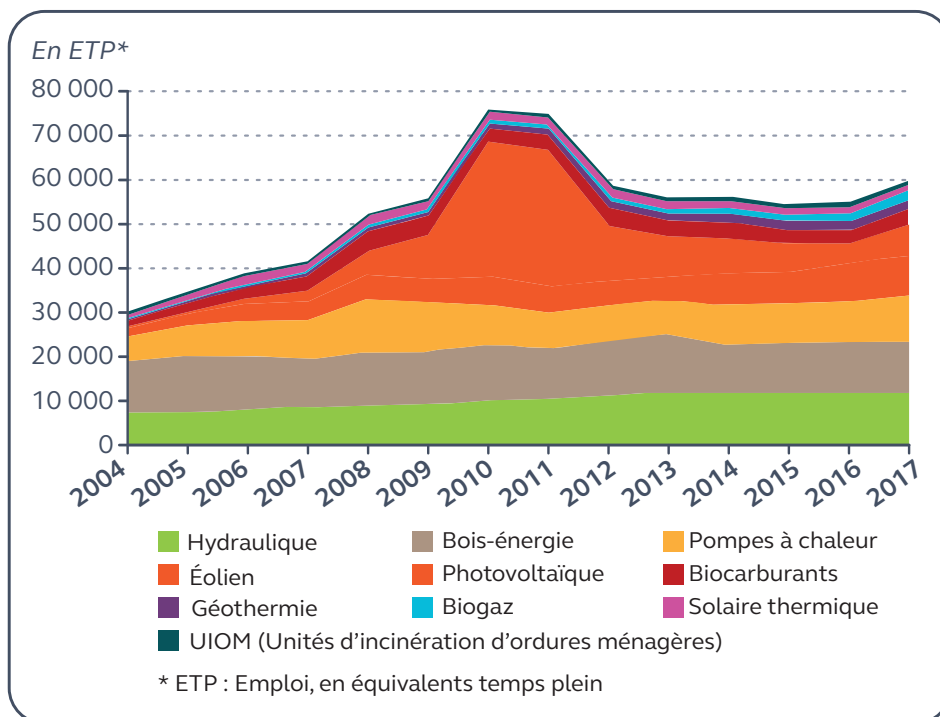
Les filières concernées dans notre pays ont besoin de visibilité pour tirer le meilleur profit

du renouvellement du parc ou pour s'y adapter.

La filière nucléaire représente 200 000 emplois en France , répartis entre plus de 2 000 entreprises, constituant la troisième filière industrielle française derrière l'aéronautique et l'automobile. Par ailleurs, la présence d'une filière nucléaire civile n'est pas sans incidence pour nos moyens militaires.

Les nouvelles énergies renouvelables correspondent à une dizaine de filières industrielles différentes, pour un total d'environ 60 000 emplois hors hydraulique. Toutefois, le développement de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque dans notre pays ne s'est que très partiellement traduit par une croissance des emplois de fabrication de ces équipements, même si l'évolution des emplois au titre des énergies renouvelables au cours de la dernière décennie a été essentiellement portée par les nouvelles énergies renouvelables électriques. Les parcs éoliens maritimes ont par contre entraîné la création d'usines à Saint-Nazaire, au Havre et à Cherbourg.

Graphique n° 3 : évolution de l'emploi dans les énergies renouvelables entre 2004 et 2017



Note de lecture : Ces emplois recouvrent les activités de fabrication, d'installation et de maintenance des équipements (éoliennes, pompes à chaleur, panneaux photovoltaïques, etc.) et de la vente d'énergie

Source : Ministère de la transition écologique, Chiffres clés des énergies renouvelables, 2020

D'une façon générale, pour l'ensemble des moyens de production, les choix à venir conditionneront fortement l'évolution des besoins de formation et d'emplois, pour construire ces nouveaux moyens, les faire fonctionner et en assurer la maintenance. Des choix clairs et rapides, orientant les évolutions à long terme, favoriseraient les retombées les plus positives en termes industriels et d'emplois.

L'impact de ces décisions sera également important pour chacun des territoires concernés, dans une perspective plus globale d'aménagement du territoire, qu'il s'agisse là encore de la fabrication de moyens de production ou de leur maintenance. La répartition territoriale des emplois sera très différente en fonction des choix qui seront arrêtés.

3 - MIEUX ÉCLAIRER LES CHOIX, À ASSUMER AVEC DÉTERMINATION

L'ampleur du besoin de renouvellement du parc de production actuel d'ici une vingtaine d'années, les défis technologiques et techniques restant à relever, les conséquences des choix à venir en termes d'équipements complémentaires, de filières industrielles,

d'emplois et d'impacts territoriaux, rendent d'autant plus nécessaire la tenue d'un débat, sur des bases mieux éclairées, avant de prendre des décisions, qu'il faudra ensuite mettre en œuvre de façon résolue, en identifiant les jalons critiques.

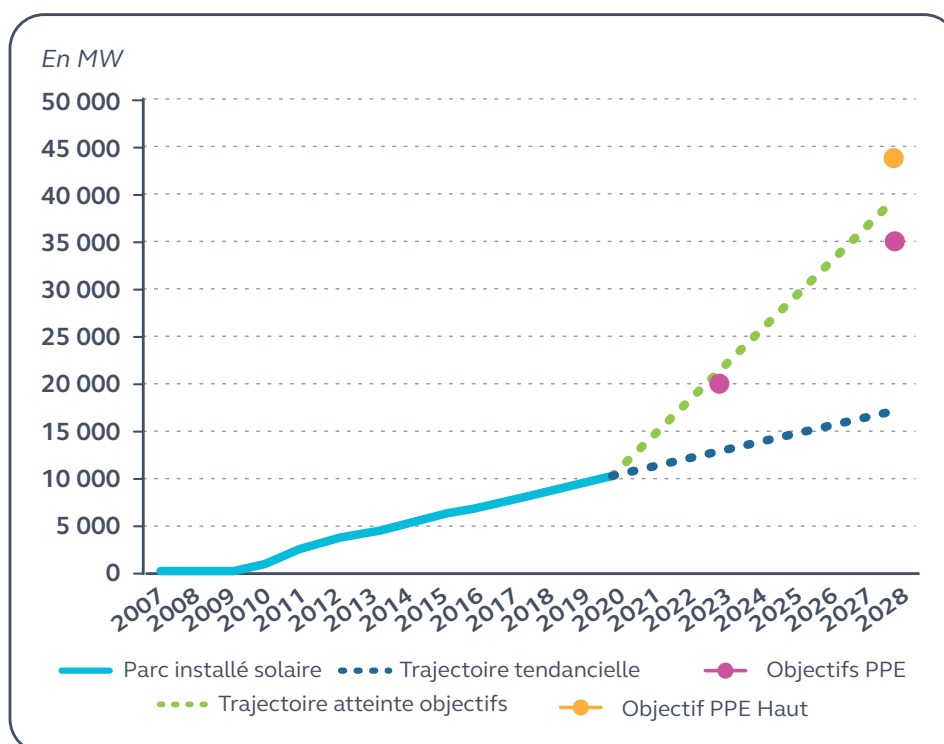
A - La nécessaire planification des étapes de ce renouvellement

Le renouvellement du parc de production électrique nécessite du temps, et donc une forte capacité d'anticipation, ce que n'assure pas, à l'échéance 2045-2050, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La PPE trace un chemin intermédiaire pour atteindre une limitation à 50 % de la part du nucléaire en 2035 et la hausse progressive des nouvelles énergies renouvelables (EnR), mais elle n'indique pas ce que sera l'outil de production au-delà de la fin de vie du parc actuel. Renforcer le volet de la stratégie nationale bas-carbone consacré aux perspectives d'évolution du parc de production électrique pourrait permettre d'esquisser une trajectoire de long terme nécessaire à la programmation des investissements.

Au regard de l'actuelle PPE, la progression des EnR a déjà pris du retard, et la séquence précise de fermeture de réacteurs pour atteindre 50 % en 2035 n'est pas officiellement arrêtée. Comme RTE l'a récemment souligné dans son dernier bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité, la sécurité d'approvisionnement est actuellement sous vigilance et la simple tenue des objectifs d'EnR nécessiterait une accélération très sensible du rythme annuel de mise en service de ces nouveaux moyens de production. C'est tout particulièrement le cas pour les filières éoliennes en mer ou solaire photovoltaïque, comme l'illustre le graphique suivant pour cette dernière.

Graphique n° 4 : trajectoire d'évolution de la filière solaire photovoltaïque



Source : Cour des comptes, selon données RTE

C'est dans ce contexte que le Gouvernement a demandé fin 2019 à RTE de travailler sur des scénarios 2050, pour préciser l'ensemble des aspects technologiques, techniques, environnementaux et sociétaux à prendre en considération. Les travaux présentés dans le rapport *Futurs énergétiques 2050* resteront à intégrer, après débat contradictoire, dans une planification gouvernementale.

B - Mieux documenter le coût d'un futur mix électrique et les conséquences financières pour l'État

Le choix du prochain mix électrique à horizon 2040 devrait également être mieux éclairé par une analyse sur les coûts.

Concernant les coûts unitaires des différentes technologies et leurs évolutions d'ici 20 à 30 ans, il existe de grandes incertitudes sur les technologies non matures, telles que le nouveau nucléaire ou les installations de stockage, et par ailleurs sur le rythme et l'ampleur de la baisse des coûts pour les filières éoliennes et solaires photovoltaïques.

En outre, il existe une différence importante entre les coûts unitaires de chaque filière et les coûts du mix qui en résultent, en fonction, notamment, de la part de chacune de ces filières et des éléments complémentaires qui en découlent.

Or, pour le moment, la planification ne s'appuie pas suffisamment sur des exercices de comparaison de coût de divers scénarios. La deuxième PPE propose une trajectoire de mix à l'horizon 2035, sans évaluer pour l'instant des éléments de coûts à plus long terme. Le rapport *Futurs énergétiques 2050* de RTE devrait servir de fondement à une meilleure analyse de ce coût du mix électrique.

Par ailleurs, EDF ne pourra financer seule la construction de nouveaux réacteurs alors qu'elle doit supporter le coût de la prolongation

du parc actuel et des investissements de sûreté « post Fukushima », faire face aux coûts futurs de démantèlement et à l'évolution incertaine de l'accès régulé au nucléaire historique en place depuis 2011, et qu'elle est déjà endettée à hauteur de 42 Md€. Pour être mené à bien, l'effort d'investissement supposerait un partage des risques avec l'État. Les conséquences budgétaires doivent être anticipées, dans un contexte où la restructuration de la filière nucléaire a déjà récemment conduit l'État à mobiliser une aide publique importante.

Parallèlement, le développement des nouvelles énergies renouvelables (EnR) a représenté jusqu'à présent un coût budgétaire substantiel : le soutien aux EnR électriques à travers des tarifs garantis correspond à 5 611,7 M€ de dépenses en 2020. Par ailleurs, les comptes de l'État 2020 identifient 113 870 M€ d'engagements au titre du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », qui retrace principalement les engagements de soutien aux énergies renouvelables électriques (auxquels s'ajoutent la cogénération et le bio-méthane). Si ces EnR pourront progressivement se développer aux conditions de marché, une vigilance reste nécessaire. La PPE a ainsi évalué entre 19,2 et 33,4 Md€ le montant des nouveaux engagements de soutien aux énergies renouvelables nécessaires à l'atteinte des objectifs 2028.

Il existe ainsi un risque important pour les finances publiques, soit au titre de l'État actionnaire, soit au titre de mécanismes de soutien à la production, au stockage ou à l'effacement. Le choix d'un mix électrique doit se faire en tenant compte de ces contraintes : selon les hypothèses qui seront retenues pour la part relative des différentes filières et les modes de rémunération de celles-ci (tarifs garantis ou rémunération sur les seuls marchés de l'électricité), les coûts de production seront couverts dans des proportions différentes

par la facture des consommateurs et par l'impôt des contribuables. En tout état de cause, un effort accru d'efficacité et de sobriété énergétiques viendrait limiter les risques pesant sur les finances publiques.

C - Des choix qui doivent être débattus, puis mis en œuvre

Dans un contexte où il n'existe ni décision simple, ni solution à faible coût, ni risque zéro, il est nécessaire, comme la Cour a eu l'occasion de le relever, de définir une stratégie de mix électrique, d'en anticiper et d'en assumer les conséquences, puis de la mettre en œuvre de façon ordonnée. La tenue d'un débat démocratique éclairé favoriserait des choix arrêtés en toute connaissance de cause puis suivis d'effet dans la durée.

La loi énergie-climat de 2019 a introduit l'article L.100-1 A du code de l'énergie, qui dispose que : « Avant le 1^{er} juillet 2023, puis tous les cinq ans, une loi détermine les objectifs et fixe les priorités d'action de la politique énergétique nationale pour répondre à l'urgence écologique et climatique. [...], la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1 du présent code et la stratégie bas-carbone mentionnée à l'article L. 222-1 B du code de l'environnement font l'objet d'une concertation préalable adaptée dont les modalités sont définies par voie réglementaire. Cette concertation ne peut être organisée concomitamment à l'examen par le Parlement du projet ou de la proposition de la loi prévue au I du présent article ».

Le débat parlementaire qui se tiendra en 2023 à l'occasion de l'adoption de la loi de programmation, revêt ainsi une importance stratégique majeure. Il importe de préparer au mieux l'orientation des investissements énergétiques dans notre pays pour les décennies à venir, dont les conséquences seront supportées par tous les Français.

En l'absence de marge de manœuvre sur les délais, la trajectoire qui sera adoptée devra identifier les étapes les plus importantes pour sa mise en œuvre. Il s'agit notamment de : la construction dans les temps de la piscine d'entreposage centralisée, nécessaire à la poursuite d'exploitation du parc nucléaire actuel, la capacité à prolonger certains réacteurs de 40 à 50 puis 60 ans, la disponibilité de technologies de stockage de l'électricité à coûts raisonnables, la capacité à construire d'éventuels EPR 2 dans les délais prévus, le niveau de la demande d'hydrogène et de développement du *Power-to-X*, le développement au rythme annoncé des mix électriques frontaliers, la réalisation aux dates prévues des interconnexions supplémentaires et, enfin, le démarrage du projet de stockage des déchets radioactifs *Cigéo*.

Devant respecter l'objectif de neutralité carbone en 2050, le nécessaire renouvellement à terme du parc de production électrique, aujourd'hui majoritairement nucléaire, nécessite une forte anticipation compte tenu des enjeux technologiques, techniques, industriels et financiers.

Le choix d'un mix électrique s'inscrit, de plus, dans un contexte d'incertitudes fortes, tant sur les évolutions des technologies elles-mêmes et de leurs coûts, que sur l'évolution de la demande, compte tenu des reports d'usages vers l'électricité, mais également des objectifs d'efficacité et de sobriété énergétiques, de toute façon nécessaires pour réduire les risques en termes de sécurité d'approvisionnement et le coût pour les finances publiques et les consommateurs.

Le débat démocratique qui doit se tenir sur le sujet peut être utilement éclairé par la comparaison de différents scénarios illustrant le champ des possibles ainsi que la sensibilité des résultats aux différents paramètres.

RÉFÉRENCES AUX TRAVAUX DE LA COUR DES COMPTES

La Cour a mené de nombreux travaux ces dernières années sur lesquels elle s'est appuyée, en particulier les publications suivantes :

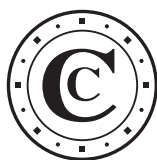
- *Réseau de transport d'électricité (RTE)*, observations définitives, octobre 2021 ;
- *Enedis : contrôle des comptes et de la gestion*, observations définitives, mai 2021 ;
- *Compte d'affectation spéciale « transition énergétique »*, note d'analyse de l'exécution budgétaire 2020, avril 2021 ;
- *La filière EPR*, rapport public thématique, juillet 2020 ;
- *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, communication à la commission des finances du Sénat, mars 2020 ;
- *L'aval du cycle de combustible nucléaire*, rapport public thématique, juillet 2019 ;
- *Le soutien aux énergies renouvelables*, communication à la commission des finances du Sénat, avril 2018 ;
- *L'évaluation de la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)*, référé, mars 2018.

La Cour des comptes a par ailleurs adressé, aux organismes contrôlés, ses observations définitives sur le sujet suivant :

- *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, observations définitives, 2021.

Les publications de la Cour des comptes sont consultables sur le site Internet :

www.ccomptes.fr



Le présent rapport
est disponible sur le site internet
de la Cour des comptes : www.ccomptes.fr

LES ENJEUX STRUCTURELS
POUR LA FRANCE
NOVEMBRE 2021
