



HAUT-COMMISSARIAT
AU PLAN

*Liberté
Égalité
Fraternité*

OUVERTURE I Électricité : le devoir de lucidité

n° 4

23 mars

2021

Dans les décennies qui viennent l'électricité, en raison des engagements que notre pays a pris en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le réchauffement climatique, est appelée à occuper une place de plus en plus importante dans notre économie et notre société. Les conséquences politiques de cette orientation et les choix nécessaires d'investissement seront parmi les questions-clés des débats politiques de la Nation.

Le contexte est présent dans tous les esprits : la question du réchauffement climatique impose une politique de diminution des émissions de gaz à effet de serre, principaux responsables, disent les scientifiques, du bouleversement d'origine anthropique du climat.

S'il faut changer nos habitudes, le bon sens voudrait que la première résolution soit de dépenser moins d'énergie. Le premier watt (Wh) non polluant est le watt non utilisé, comme l'ont dit à juste titre nombre d'associations. Il est donc impératif de changer les habitudes, d'isoler les logements, de limiter le coût carbone des échanges et des déplacements.

Mais, comme on doit le constater, cette politique si juste, d'isolation des logements, d'amélioration de l'efficacité des moteurs, de mutation des usages, ne peut à elle seule suffire à

atteindre les objectifs ambitieux et nécessaires qui ont été fixés par les pouvoirs publics nationaux et la communauté internationale.

La substitution de sources d'énergie non carbonées aux sources d'énergie dépendant de carburants fossiles est donc devenue un chapitre essentiel de l'évolution de nos sociétés et de nos économies. C'est dans ce contexte que la question de la consommation et de la production d'électricité est devenue une question centrale du débat énergétique.

Aujourd'hui, l'électricité représente 25 % de la consommation d'énergie de notre pays. Les scénarios compatibles avec nos objectifs climatiques de neutralité carbone en 2050 impliquent qu'elle représente plus de 50 % de notre approvisionnement à cet horizon.

Or une telle trajectoire suppose que soient résolues des contradictions généralement passées sous silence mais qui risquent pourtant de conduire à de graves désillusions.

Les scénarios publiquement présentés comportent en effet deux grandes orientations qui sont en réalité assez largement contradictoires entre elles.

Tous les scénarios s'accordent sur **une augmentation massive de la part d'électricité dans le mix énergétique.**

D'abord parce que, **du point de vue des usages**, l'électricité, dans tous les secteurs où cette énergie est adaptée à l'activité humaine, ne provoque localement, là où elle est consommée, ni impact sur l'environnement ni **aucune émission directe supplémentaire de gaz à effet de serre.**

C'est ainsi que les autorités compétentes, européennes et françaises, comme le Haut Conseil pour le climat, plaident pour une électrification massive et rapide du parc automobile, en particulier par des batteries de nouvelle génération. De même la technologie se tourne vers l'hydrogène, en tant que moyen de stockage de l'énergie produite par l'électricité, spécialement en direction du transport de

passagers et un jour de marchandises (BHNS – bus à haut niveau de service –, trains, etc.), grâce à des piles à combustible de plus forte capacité aujourd’hui développées dans les laboratoires de recherche privés ou publics.

De la même manière, est aujourd’hui recommandé le recours accru au chauffage électrique dans les logements¹, parallèlement aux stratégies de meilleure isolation des maisons, immeubles et appartements.

Le scénario du recours à l’énergie électrique est de plus soutenu par la réalité de notre dépendance totale à des productions lointaines en matière d’hydrocarbures (45 milliards d’euros de déficit de notre commerce extérieur en moyenne sur les dernières années). L’électricité au contraire est produite sur notre sol et se révèle même positive en termes de commerce extérieur (de l’ordre de 2 milliards d’excédent).

Il faut ajouter une considération essentielle : dans le cadre de la préoccupation de défense du climat, l’incitation à l’élargissement de la part de l’électricité dans nos usages est d’autant plus importante que la production d’électricité est le seul vecteur énergétique pour lequel on puisse envisager la plus large décarbonation.

L’addition de ces plans et la prise en compte de ces incitations tant en matière écologique qu’économique conduit logiquement à une perspective d’augmentation massive de la consommation d’électricité qui, de 473 TWh en 2019 (460 TWh en 2020, cette légère diminution étant le fait de la crise du Covid), devrait atteindre 630 TWh à l’horizon 2050, voire davantage selon certaines projections (650 à 700 TWh). **Soit une augmentation de quelque 40 à 45 %.**

Il s’agit là d’une augmentation programmée considérable de la consommation d’énergie électrique et de la place de l’électricité dans le panorama énergétique de notre pays.

¹ Le chauffage électrique revient ainsi en grâce, après avoir été déployé massivement il y a cinquante ans puis voué aux gémonies il y a quelques années...

Or, dans le même temps, selon une deuxième série de scénarios, notre capacité de production d'énergie électrique d'origine nucléaire doit être drastiquement réduite.

En 2019, la production d'électricité, de 538 TWh, reposait à 71 % sur nos centrales nucléaires (500 TWh et 67 % en 2020 en raison de difficultés de disponibilité de notre parc de centrales et de la mise à l'arrêt de Fessenheim) et à 21 % sur des sources renouvelables (23 % en 2020), dont 11 % d'hydroélectrique.

Or la loi relative à l'énergie et au climat de 2019 établit un objectif de 50 % d'électricité d'origine nucléaire à l'horizon 2035 et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) vise 36 % d'électricité d'origine renouvelable en 2028. Cela signifie une amputation d'ici 2035 de notre capacité de production électronucléaire de l'ordre de 30 % et une augmentation probable de la part d'électricité d'origine fossile au-delà des 8 % actuels.

D'autres interventions dans le débat et d'autres scénarios vont même jusqu'à envisager une disparition quasi-complète de notre capacité de production électronucléaire à des horizons rapprochés (même à un horizon aussi proche que 2030).

Augmentation massive de la consommation d'un côté, diminution massive de nos capacités de production de l'autre, le simple rapprochement de ces deux orientations montre qu'il existe un gouffre entre l'évolution annoncée de notre consommation électrique et celle de notre production.

Il est inéluctable que nous allons droit à des difficultés considérables et même à une impasse, nous empêchant techniquement de remplir en même temps les objectifs que nous prétendons solennellement avoir fixés !

Certes un certain nombre d'études, examinant sous l'angle purement théorique des scénarios-limite, laissent croire que ces deux évolutions peuvent être conciliées.

Fin janvier 2021, RTE (Réseau de transport d'électricité) et l'AIE (Agence internationale de l'énergie) ont ainsi exposé qu'un tel scénario serait envisageable si quatre conditions techniques, pour lesquelles nous n'avons pas aujourd'hui de solutions scientifiques et technologiques à l'échelle industrielle, se trouvaient **impérativement remplies, et de surcroît cumulativement** :

1. Le développement soutenu de **flexibilités** pour pallier la variabilité de l'électricité d'origine éolienne et solaire due aux aléas climatiques pour l'éolien et d'éclairement solaire pour le photovoltaïque (stockage, interconnexions des réseaux, reports de consommation, etc.) ;
2. L'essor de technologies permettant la **stabilité de la fréquence** du réseau : cette stabilité est assurée aujourd'hui par la régularité de la rotation des machines tournantes dans les centrales électronucléaires, thermiques ou hydrauliques mais n'est pas garantie en cas de déploiement massif d'éoliennes et de panneaux solaires ;
3. L'accroissement des **capacités pilotables et activables à brève échéance** (centrales à gaz, par exemple), appoint nécessaire lors de périodes peu ventées ou sans soleil ;
4. **L'extension considérable des réseaux** de transport et de distribution d'électricité.

De ces quatre conditions, une seule, la troisième, apparaît techniquement réalisable, mais elle exige la construction de nouvelles centrales thermiques, par hypothèse à gaz, en nombre suffisant, pour tenir lieu de tampons (« *buffers* »), afin de compenser l'intermittence des énergies renouvelables.

Mais la construction et l'usage de ces centrales à gaz entraîneraient inéluctablement de nouvelles émissions de gaz à effet de serre, ce qui est exactement le contraire de l'objectif de réduction poursuivi.

Tous les spécialistes analysent donc la réalisation de ces quatre conditions comme hautement improbable et ce, pour plusieurs raisons :

- la maturité technologique des outils nécessaires à la stabilité du réseau est faible et pose des défis techniques non encore résolus ;
- les besoins de stockage semblent démesurés au regard des potentiels existants, sans parler de leurs coûts aussi bien en capital qu'en fonctionnement ;
- les interconnexions transfrontalières et les complémentarités européennes sont loin d'être suffisantes pour que de telles transformations soient soutenables ;
- l'installation d'unités de production d'origine renouvelable se heurte à des difficultés majeures :

Alors qu'il est prévu d'installer 60 GW d'éolien en mer, les vives protestations suscitées par le projet d'un seul parc éolien en Baie de Saint Briec (500 MW, soit 120 fois moins) donnent à voir les problèmes que l'éolien pose, même loin des côtes. Il en va *a fortiori* pour l'éolien terrestre : les atteintes au paysage, l'empreinte environnementale avec le recyclage encore limité des installations, l'artificialisation des sols sont à l'origine de fortes oppositions.

De même, les centrales photovoltaïques de grande puissance, telles que celles construites en Gironde, sont consommatrices de grandes superficies de terres arables ou boisées. Elles nécessitent le déploiement de réseaux électriques basse tension notamment, dont l'insertion dans les espaces naturels est pour le moins délicate (et dont les pertes en ligne sont relativement élevées).

A ces problèmes d'acceptabilité sociale, non résolus pour l'instant, s'ajoute un bilan carbone ambivalent, pour le solaire en particulier.

Les cellules photovoltaïques utilisées pour les panneaux solaires installés en France sont pour la plupart produites à l'étranger, notamment en Chine. Leur fabrication suppose le raffinage de silicium à très haute température, donc avec une forte consommation d'énergie, qui est essentiellement aujourd'hui en provenance de centrales thermiques à charbon et n'est donc en rien décarbonée. Dès lors, le gain environnemental résultant de la production électrique d'origine solaire est incapable de compenser les émissions entraînées par cette fabrication. Au terme de la durée de vie de ces panneaux (quelque 25 années de production), le bilan total des émissions tout au long du cycle de vie est probablement défavorable.

Seuls des processus de production de ces cellules à base d'électricité décarbonée (donc essentiellement nucléaire) pourraient conduire à un bilan carbone favorable à l'usage de ces cellules.

Il apparaît donc en réalité, que sous couvert de promesses optimistes, nous nous dirigeons vers un certain nombre d'impasses extrêmement préoccupantes pour l'avenir.

De sorte que le débat sur l'énergie tel qu'il se développe est un lieu de non-dits ou d'*a priori*, jamais dévoilés, dont la persistance empêche la tenue d'une discussion publique, sincère et efficace.

Cette discussion est pourtant indispensable pour dégager pour notre pays une stratégie énergétique compatible avec les engagements climatiques internationaux auxquels nous avons d'enthousiasme souscrit.

Il y a d'autant plus urgence à engager un débat éclairé que 49 réacteurs sur les 56 en fonctionnement actuellement ont été mis en service il y a 30 ans ou plus, que l'estimation de leur durée de vie moyenne est de l'ordre de 45 ans et qu'il faut au moins 10 ans pour terminer une nouvelle installation électronucléaire à partir de la

décision de la construire. Ainsi le maintien de la capacité de notre parc nucléaire appellerait le lancement de deux nouveaux chantiers par an chaque année sur une période de 20 années.

Une telle discussion, éthiquement et civiquement responsable, est pourtant cruciale pour définir une programmation d'investissements cohérente avec les objectifs de production attendus.

Ainsi apparaissent un certain nombre de questions brûlantes et dont la réponse ne peut être différée ou tolérer l'ambiguïté :

- **Est-il possible d'obtenir au terme considéré de 15 ou 30 ans une production suffisante d'énergie électrique, dans le respect de nos engagements en matière de décarbonation et en cohérence avec la hausse considérable et programmée de la consommation, tout en supprimant tout ou partie de notre parc de production nucléaire ?** La réponse est assurément non.
- **La conclusion serait d'ailleurs la même si l'on voulait, pour les mêmes objectifs, renoncer au développement ambitieux de la production d'électricité d'origine renouvelable.** En raison de l'obsolescence de notre parc de centrales nucléaires, aucune des deux sources d'électricité d'origine décarbonée ne peut se passer de l'autre !
- **Pour obtenir une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable, une des principales difficultés résiderait dans l'artificialisation de grandes surfaces foncières par des unités de production photovoltaïques et l'altération des paysages par des éoliennes à terre ou en mer.** La réponse à ce défi est-elle facile ? Probablement non.
- **Est-il possible de construire les réseaux de transport et de distribution d'électricité qu'exige cette production renouvelable sans de très lourds investissements et sans empiéter sur des surfaces naturelles ?** La réponse est certainement non.

- De plus, c'est une contrainte et un risque élevé **de confier notre avenir électrique à des solutions encore jamais éprouvées à grande échelle.**
- Enfin la dimension des investissements en question (*a minima* plusieurs centaines de milliards d'euros) suppose une adhésion démocratique qui n'est pour l'instant, c'est le moins qu'on puisse dire, pas acquise.

Devant une telle somme d'incertitudes et de difficultés d'ores et déjà identifiées, devant l'ampleur de l'effort à conduire pour la Nation, un immense travail de programmation est à mener.

Or tout se passe comme si des objectifs ambitieux et moralement fondés avaient été recherchés avec optimisme et une certaine insouciance, sans que personne parmi les citoyens ait été averti des contraintes certaines, des efforts considérables à fournir et des risques encourus.

Or l'occultation des contraintes, naturelles, physiques, scientifiques, budgétaires ne peut conduire, lorsque notre pays sera devant l'obstacle, qu'à un rejet brutal des objectifs mêmes qui sont publiquement recherchés.

Un tel effort ne peut donc s'envisager qu'à la condition d'une transparence complète vis-à-vis des citoyens.

Si un certain nombre d'observateurs et d'acteurs du débat public sur les énergies affirme que l'on peut se passer du nucléaire dans les 20 ou 30 ans qui viennent, alors il convient d'explicitier les conditions de faisabilité et les investissements que cela suppose en matière d'énergies renouvelables, ainsi que leurs conséquences sur les réseaux, sur l'artificialisation des sols et sur les paysages de France.

Une autre question, si l'on a le souci authentique d'une décarbonation de nos modes de vie et du maintien d'un sentiment

de liberté quant à l'usage de l'énergie, est celle de la mise au point de nouveaux outils de régulation de la consommation.

Il devient ainsi impératif de soulager les réseaux d'électricité lorsqu'ils sont particulièrement sollicités, comme il est déjà pratiqué auprès de certains industriels qui se sont engagés à reporter leur consommation pour éviter les créneaux de pointe.

Cette flexibilisation de la consommation, qui peut conduire à favoriser la consommation électrique pendant la nuit ou à interrompre certaines consommations lors de pics de demande, est incontournable si l'on veut se soustraire au risque de *blackout*, qu'il soit subi ou imposé par la puissance publique. Les solutions techniques existent largement aujourd'hui, mais des dispositions réglementaires ou l'acceptabilité sociale en limitent l'expérimentation.

Il est également essentiel de **renforcer les efforts de recherche et développement en matière de stockage et d'accroître les capacités disponibles**, soit en privilégiant les batteries, quand leur bilan carbone et leur aptitude au recyclage aura été amélioré, soit en approfondissant l'usage et la production verte de l'hydrogène, soit plus probablement en conjuguant les deux technologies.

L'intégration de l'électricité produite sur l'ensemble du territoire à partir d'éolien et de solaire au réseau de transport et de distribution pose de très importants problèmes techniques. Par exemple, la production photovoltaïque se fait en courant continu basse tension, alors que le réseau transporte un courant alternatif haute tension pour limiter les pertes. La dispersion des sources de production sur l'ensemble du territoire rend la résolution de cette question encore plus ardue.

On peut imaginer de favoriser l'usage local d'une production locale, et cela est hautement souhaitable, mais il sera difficile dès lors d'éluder la question fondamentale de la solidarité nécessaire entre les consommateurs. Si les moyens individuels de production et de

stockage venaient à se généraliser, comment garantir à l'avenir que chacun consente à contribuer au financement collectif des réseaux ?

Tout montre que le mix productif doit assurément préserver une part significative de production nucléaire, qui ne pourra sans doute à vues humaines être dans les décennies qui viennent inférieure à 50 % de la production totale d'électricité.

Si cette conclusion n'est pas démentie, il devient urgent de planifier des investissements nouveaux dans notre réseau de centrales nucléaires. Notre capacité de production électronucléaire doit être pensée d'urgence pour compenser les fermetures, forcément nombreuses, qui interviendront dans les décennies à venir du fait de l'obsolescence de centrales mises en service de manière simultanée dans une période de temps particulièrement étroite, en particulier dans les années 1980.

Cet effort doit être conduit simultanément à une veille et un investissement scientifique et technologique capable de saisir de nouvelles ruptures potentielles, par exemple celles relatives au stockage, à la réutilisation ou au retraitement des « déchets » nucléaires. La gestion sûre et durable des résidus à durée de vie très longue constitue une préoccupation légitime à laquelle il convient de répondre afin d'assurer le développement à l'avenir de cette filière décarbonée. La mise en œuvre de solutions techniques garantissant une telle gestion doit donc constituer une priorité.

De même devront faire l'objet de la même attention les opportunités de réalisation du passage de la fission atomique à la fusion. Elles ouvrent des perspectives de production stable, sans risque de pollution, expérimentées dans le cadre du démonstrateur ITER en France, projet réunissant 35 pays. Certains partenaires tels la Chine, envisagent, une fois la démonstration apportée de faisabilité, la construction de premières installations industrielles dans les années 2040.

Alors seulement au terme d'un effort de sincérité et de lucidité, les conditions seront réunies pour engager réellement notre économie et notre société dans la transition énergétique.

Seul l'impératif démocratique d'un débat honnête, lucide et partagé avec les citoyens, porté par les élus de la Nation mais associant l'ensemble des composantes de la Société, permettra de formuler une volonté crédible et d'arrêter un plan réaliste.

**François Bayrou
Haut-Commissaire au Plan**

**Toujours plus
d'électricité ?
Le grand défi
à l'horizon
2030**

La crise sanitaire a mis en lumière la fragilité de notre système électrique. Il a été montré qu'elle avait exacerbé des problèmes structurels¹ affectant ce système et que, sans action ambitieuse, des défaillances importantes pourraient survenir à horizon 2030².

Or, à ce jour, les orientations de politique publique sont encore incertaines à cette échéance. Ce manque de visibilité freine les décisions d'investissement, alors que les délais de mise en service des infrastructures concernées sont supérieurs à la décennie (réseaux, unités de production, adaptation de l'outil industriel).

Cette situation est d'autant plus préoccupante que l'électricité est un secteur clé pour la compétitivité et la souveraineté de la France. Dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique, elle joue un rôle stratégique pour assurer la prospérité des Français.

Le vecteur électrique satisfait des besoins essentiels. Il représente près de 25 % de notre consommation d'énergie finale, **une proportion qui devrait doubler à horizon 2050**, d'après les principales stratégies énergétiques européennes et françaises. Elles accordent en effet une place centrale à l'électricité dans la mise en œuvre de la transition énergétique, passage d'un approvisionnement majoritairement fossile³, contribuant au réchauffement climatique, à un bouquet non émetteur de gaz à effet de serre, pour lequel les renouvelables et le nucléaire font partie des solutions⁴.

L'essor de la mobilité électrique, les besoins croissants de rafraîchissement en été⁵, le développement des équipements électroménagers et numériques, l'électrification des procédés industriels sont quelques unes des tendances qui devraient accroître notre consommation d'électricité. Elles compenseraient l'amélioration de l'efficacité énergétique des usages actuels, facteur, en sens inverse, de baisse de la demande.

L'électricité est également un facteur de compétitivité pour les entreprises françaises. Le prix de l'électricité fournie aux entreprises françaises est ainsi de

18 % inférieur à la moyenne européenne⁶. **C'est aussi une filière** dont une partie des emplois peuvent être localisés sur le territoire français (construction, maintenance, exploitation des infrastructures de réseau et des unités de production)⁷.

La transition énergétique offre ainsi de nouvelles opportunités pour **renforcer ou faire émerger des champions industriels** en confortant l'autonomie stratégique de notre pays : par le développement des énergies décarbonées (énergies renouvelables et nucléaire), les nouvelles mobilités, les technologies de stockage...

A cet égard, l'Etat devrait établir des objectifs et des lignes directrices à moyen terme, apportant la visibilité nécessaire aux filières. Or la stratégie énergétique nationale s'arrête à 2028. Si l'Union européenne fixe des orientations dans les domaines de la concurrence et de l'environnement, **c'est bien aux Etat membres qu'il appartient de définir leur propre bouquet énergétique.**

A ce jour, les conditions du déploiement de solutions de lutte contre le réchauffement climatique susceptibles de conforter notre développement économique sont floues. Alors même que **la prochaine décennie se prépare dès maintenant, le cadre économique et réglementaire ainsi que la stratégie industrielle française restent à préciser.**

La Chine, la Russie, les Etats-Unis, le Royaume-Uni investissent fortement dans ces domaines, qui constituent de nouveaux moyens de projeter leur puissance. **Serons-nous des récepteurs passifs de cette réorganisation géopolitique ?**

Nous disposons d'atouts à conforter pour concrétiser les opportunités de renouveau offertes par la transition énergétique et conjurer les menaces sociales, économiques et géopolitiques.

Il devient donc essentiel de **prendre des décisions collectives tenant compte des contraintes, atouts et complémentarités du système électrique.** Ces décisions doivent :

- **Etre rapides, car l'échéance de 2030 se prépare dès aujourd'hui ;**
- **Apporter de la visibilité aux acteurs économiques,** en proposant un cadre réglementaire et économique stable à long terme, favorable aux investissements ;
- **Etre transparentes pour l'ensemble des citoyens et parties prenantes,** afin d'assurer leur effectivité.

1. IL EST URGENT DÉTABLIR DES PERSPECTIVES POUR LA PROCHAINE DÉCENNIE

**Un risque de
défaillance
accru à
horizon 2030**

La situation est préoccupante à moyen terme.

Dans les prochaines années, la France va fermer des capacités pilotables de production : 3 GW de charbon devraient être déclassés en 2022, et entre 2018 et 2035, 90 % de la capacité nucléaire dépassera les 40 ans, durée initiale de fonctionnement prévue par l'exploitant. La poursuite de l'exploitation de ces unités de production n'est pas acquise et dépend de la satisfaction de critères stricts évalués par l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Dans le cas d'une durée d'exploitation de 50 voire 60 ans, le raisonnement est similaire car le parc a été construit dans un laps de temps limité. Il va donc falloir **anticiper**, lisser les fermetures voire tuiler d'éventuelles mises en service de nouveaux réacteurs pour éviter un « effet falaise » (voir figure 1).

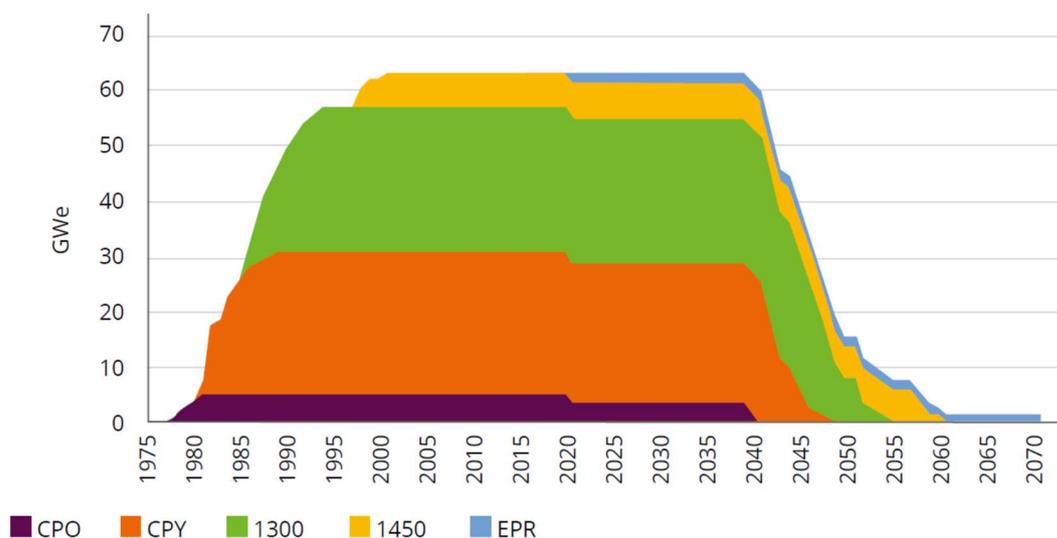


Figure 1 : évolution du parc nucléaire français (durée de vie de 60 ans, source SFEN⁸).

C'est ainsi que la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adoptée en 2020 envisage la fermeture de 12,6 GW de nucléaire à échéance 2035. La trajectoire de fermeture progressive reste à consolider pour établir des priorités

en fonction des types de réacteurs (900 MW, 1 300 MW par exemple), de leurs caractéristiques techniques et des impératifs de sûreté.

En Europe, ce sont plus de 100 GW de puissance pilotable qui seront déclassés (sortie du nucléaire en Belgique, du charbon et du nucléaire en Allemagne notamment, en Italie, en Espagne). C'est presque l'équivalent de la taille du parc de production espagnol (capacités pilotables et non pilotables). La construction de 17 GW de centrales à gaz est anticipée⁹. D'ici à 2035, l'ensemble du parc de production nucléaire britannique (9 GW) arrivera en fin de vie, pour des raisons techniques.

Nous nous trouvons donc face à un besoin d'investissements conséquents et à des choix importants concernant le type de capacités de production à mobiliser.

**Or la stratégie
après 2028
reste à définir**

Si des objectifs ont été fixés par le législateur, les modalités concrètes de leur mise en œuvre restent à établir. A horizon 2030, le remplacement dans de bonnes conditions des capacités de production fermées dans la décennie qui vient suppose l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables les plus ambitieux.

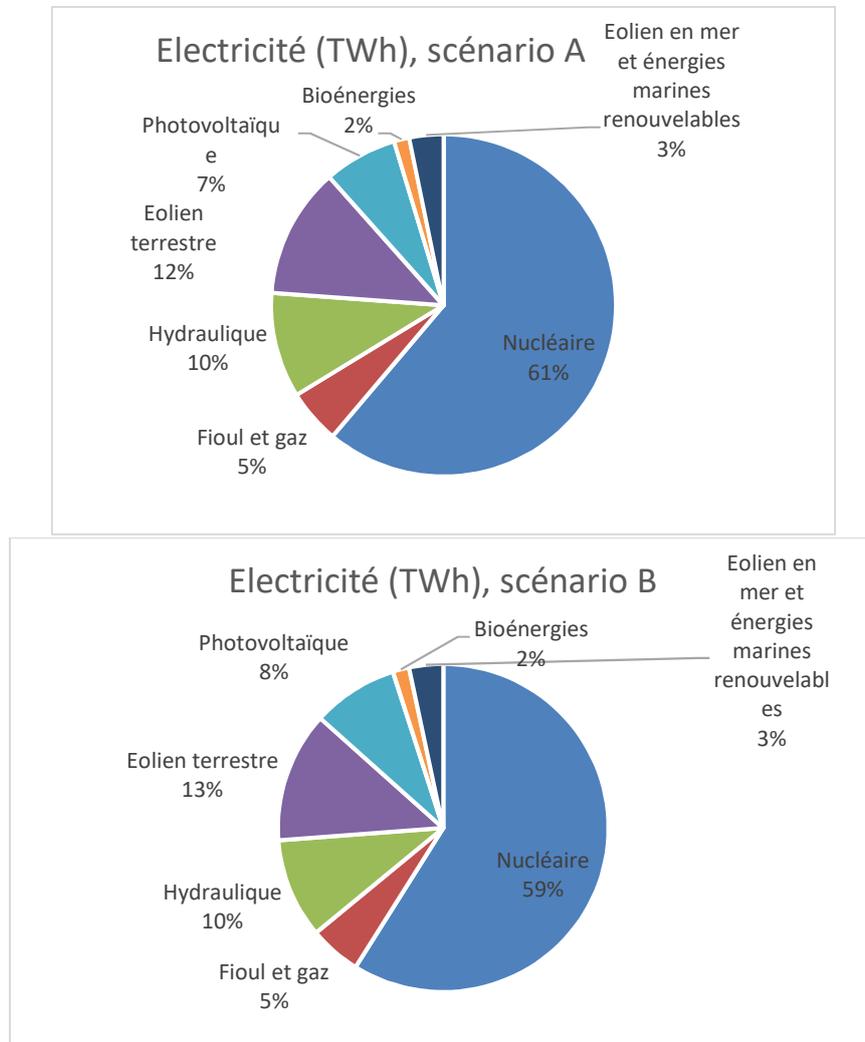
Ainsi les lois de transition énergétique de 2015 et 2019 fixent-elles un objectif de 40 % de la production d'électricité de source renouvelable en 2030, et en 2035, de réduction à 50 % de la production d'électricité d'origine nucléaire¹⁰.

Toutefois, nous ne sommes pas sur cette trajectoire : alors que la cible française pour 2020 était de 23 % de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie, elle s'élevait à 16,6 % en 2018¹¹. En 2019, 21 % de l'électricité était renouvelable, et la part du nucléaire était de 71 %. **Fermer des réacteurs nucléaires sans se donner les moyens de compenser ces pertes de production expose à des *blackout* et réduit les options disponibles pour assurer notre approvisionnement.**

La PPE, qui détermine les objectifs quantitatifs et le cadre réglementaire relatif aux unités de production déployées sur le territoire français ne précise la répartition fine des sources d'électricité (éolien, photovoltaïque, nucléaire, gaz, etc.) qu'à horizon 2028. La PPE a en effet pour objet de répondre aux obligations européennes en matière de planification énergie-

climat, qui portent sur la période 2020-2030. La PPE livre peu de détails au-delà de cette décennie.

Ces mix énergétiques cibles sont les suivants (deux scénarios) pour 2028 :



Figures 2 et 3 : mix électriques cibles pour 2028. Source : PPE, 2020 (p. 158).

Pour mémoire, le mix électrique en 2019 était le suivant :

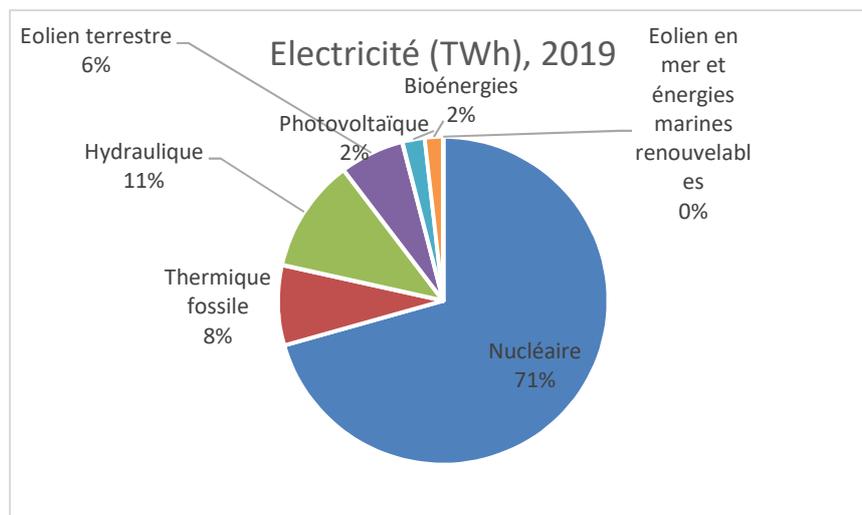


Figure 4 : mix électrique en 2019. Source : RTE, *Bilan électrique*, 2019.

Dans ce document, les fermetures de réacteurs nucléaires sont principalement planifiées à partir de 2029¹² : elles se situent au-delà de l'échéance de programmation des politiques publiques. **Elles n'ont donc pas force réglementaire et ne sont qu'indicatives. Cette incertitude affaiblit la capacité d'anticipation des investisseurs dans les énergies renouvelables ou dans le nouveau nucléaire**, voire pour investir dans la modernisation du nucléaire existant. Or les cycles d'investissement sont de l'ordre de 10 à 15 ans (formation et mobilisation de la main d'œuvre, développement de l'outil de production, résolution des problèmes techniques, juridiques et politiques, etc.).

Ces politiques de fermeture de réacteurs doivent aussi être coordonnées avec celles de gestion des déchets et matières radioactives¹³. Certains réacteurs, les plus anciens, consomment du combustible recyclé (Mox) : les fermer a donc un impact sur l'ensemble du cycle.

Ces incertitudes nuisent également au maintien des compétences nécessaires. S'il faut se réserver la possibilité d'intégrer des évolutions technologiques, il est aussi important de donner de la visibilité aux filières industrielles.

Il en est de même du côté de la gestion de la demande, car l'adaptation des processus industriels, le déploiement des infrastructures à même de les piloter et les échelles de temps permettant d'apprécier la pertinence d'un investissement sont au moins de l'ordre de la décennie.

Faisant obstacle à la réalisation d'investissements essentiels, tant du côté de l'offre d'énergie que de la demande, **notre indécision persistante n'est**

également pas satisfaisante du point de vue de la sûreté nucléaire : une situation où l’Autorité de sûreté nucléaire devrait arbitrer entre une fermeture de centrale pour raisons de sûreté et des coupures d’électricité du fait d’un déficit de capacités de production serait particulièrement dommageable. **Pour assurer notre sûreté, il est donc essentiel de disposer de marges de manœuvre, ce que la stratégie actuelle ne prévoit pas.**

Plus cette échéance se rapproche, moins les options disponibles sont nombreuses : cela réduit également la capacité de l’Etat à négocier, avec les opérateurs d’énergie, des conditions économiques favorables pour la construction de nouvelles unités.

Dès maintenant, il faut clarifier la programmation énergétique pour les années 2030, 40 voire 50.

2. DES OPTIONS ÉNERGETIQUES À CLARIFIER RAPIDEMENT

Des choix à expliciter et à trancher rapidement

Des scénarios techniques ont été explorés, comme ceux de l'opérateur de réseau de transport RTE¹⁴ en 2017, puis en 2020 à titre provisoire et dont les versions définitives sont attendues pour 2021.

Ces scénarios testent différentes configurations pour le système électrique, selon des hypothèses de consommation – niveau, flexibilité – qui déterminent le type de production pouvant être envisagé et l'ampleur des émissions de gaz à effet de serre associées. Différents scénarios de consommation correspondent à une transformation des usages de l'électricité plus ou moins forte¹⁵.

Plusieurs trajectoires possibles ont été établies pour l'évolution de la consommation d'électricité : certaines variantes projettent une consommation stable, à 480 TWh (scénario haut pour 2035), ou en baisse, jusqu'à 410 TWh dans les scénarios les plus volontaristes. Ces derniers sont associés à un développement accéléré des énergies renouvelables. Des scénarios intermédiaires existent¹⁶.

Ces scénarios, contrastés, décrivent un déclin plus ou moins marqué de la production d'origine nucléaire, associé à une baisse plus ou moins forte de la consommation d'électricité. Ils s'appuient sur des hypothèses très hétérogènes, dont l'explicitation est un préalable à toute utilisation dans le cadre de décisions publiques. Ce n'est cependant pas toujours le cas. **Certaines études, comme celles de l'ADEME¹⁷, considèrent par exemple que les usages de l'électricité, y compris ceux des ménages, seront très majoritairement pilotables. Or, cela ne va pas de soi.**

Quoi qu'il en soit, la diminution de la consommation d'électricité et sa flexibilisation sont un préalable à une augmentation de la part des énergies renouvelables dans notre bouquet énergétique.

Toutefois, à ce jour, ces scénarios d'évolutions de la consommation sont encore peu détaillés. Ils doivent être approfondis et mieux refléter les problématiques associées à l'évolution du bouquet énergétique. Ces exercices sont aujourd'hui menés de manière relativement indépendante.

A l’horizon 2035, RTE estime que pour un scénario de fermeture des centrales nucléaires après 40 ans d’exploitation (passage de 63 GW à 8 GW de capacité installée), il faudrait multiplier par 2,7 la capacité de production d’électricité renouvelable (éolien et photovoltaïque principalement, le potentiel hydraulique étant presque totalement exploité¹⁸). La consommation d’électricité devrait diminuer de 14 % par rapport à 2019. Pour un scénario où seuls sont déclassés 9 réacteurs parmi les plus anciens, la capacité installée en renouvelables devrait être multipliée par 2,1¹⁹ et la consommation rester équivalente à son niveau actuel.

La consommation d’électricité était stable ces dernières années : restent à voir les effets à terme de la crise économique et sanitaire. Des facteurs pourraient jouer à la baisse, avec un repli de la demande en raison de conditions économiques dégradées. Mais d’autres pourraient l’accroître en raison de moindres investissements dans des dispositifs utilisant plus efficacement l’électricité.

D’autres scénarios, à horizon 2050, sont en cours de finalisation par l’ADEME et RTE, dont les détails devraient être connus courant 2021. Des versions provisoires communiquées par RTE²⁰ donnent des ordres de grandeur des besoins en fonction des orientations suivies. Tous les scénarios tablent sur le maintien de 15 GW du parc nucléaire existant, ce qui suppose de prolonger certains réacteurs.

Les scénarios excluant la construction de nouveaux réacteurs nécessitent, par rapport à fin 2020, une multiplication par 9 à 18 de la capacité solaire installée, par 3 à 5 de l’éolien terrestre, l’entrée en fonctionnement de 40 à 68 GW d’éolien en mer (0 GW à ce jour, 3 GW prévus d’ici à 2023). **Cela signifierait qu’il faudrait construire 2 à 3 GW d’éolien en mer par an et installer 3 à 6 GW de solaire par an (0,7 GW de solaire photovoltaïque ont été installés en 2019).**

Les scénarios provisoires de RTE incluant la construction de nouveaux réacteurs envisagent la mise en service de 13 à 55 GW de nouveau nucléaire (en plus du socle de 15 GW de nucléaire existant précédemment mentionné), soit **8 à 34 EPR à construire en 30 ans**. Ces scénarios prévoient de multiplier la capacité solaire par 4 à 8, l’éolien terrestre par 2 à 4 et d’installer 25 à 45 GW d’éolien en mer sur 30 ans.

Ces estimations sont provisoires et devraient être précisées courant 2021. La consommation d’électricité est calquée sur l’objectif politique établi dans la

Stratégie nationale bas carbone²¹, de 630 TWh. Cette hausse résulte d'une électrification des usages.

Dans tous les cas, quelle que soit la dominante choisie (renouvelables plus ou moins décentralisés ; avec ou sans nouveau nucléaire), **ces trajectoires imposent des investissements massifs dans les décennies à venir.**

D'ici à 2030, le maintien d'un accès fiable à l'électricité impose de développer fortement toutes les énergies décarbonées. C'est aussi la seule condition de maintenir ouvertes toutes les options technologiques possibles à horizon 2040 ou 2050.

**Les réseaux
d'électricité,
un maillon clé
à considérer
davantage**

Les réseaux d'électricité sont essentiels pour transporter et distribuer celle-ci. **Ils devront être modernisés : c'est une condition du développement des énergies renouvelables et de l'accroissement de la flexibilité de la demande.**

Ils devront ainsi rendre possibles de nouveaux usages, comme le véhicule électrique, et les interconnexions avec les pays voisins être renforcées. Dans le même temps, ils devront permettre l'intégration des énergies renouvelables, dont la localisation modifie la géographie de la production d'électricité en France. Les caractéristiques de cette production, plus variable, avec des unités de taille variée, nécessitent des adaptations.

Les réseaux ont aussi une durée de vie limitée. Leur pic de déploiement correspond à l'apogée du programme nucléaire français, autour de 1985. Le besoin de rénovation sera croissant entre 2030 et 2060.

Alors que les investissements étaient ces dernières années de l'ordre de 1,5 milliards d'euros par an pour le réseau de transport, RTE estime qu'ils devraient être en moyenne de 2,2 milliards d'euros par an d'ici à 2035²². Si ces travaux sont nécessaires et recouvrent différents objectifs, l'effort varie suivant les scénarios d'évolution du bouquet énergétique.

L'évolution des pratiques, avec l'essor de l'autoconsommation notamment, entraîne une sollicitation moins fréquente et sur des durées moins longues du réseau collectif. Celui-ci conserve toutefois un rôle essentiel pour assurer la satisfaction des besoins à tout moment. Il joue un rôle assuranti²³. Ces

mutations remettent en cause le financement du réseau, qui repose actuellement sur des consommations plus régulières. **Il faut donc définir de nouveaux modes de rémunération susceptibles de permettre ces investissements essentiels à la transition énergétique.**

L'avenir des réseaux d'électricité constitue un projet industriel important, par l'ampleur des infrastructures à adapter, par la mobilisation de ressources qu'il nécessite, et par le potentiel de développement d'une offre technologique française de pointe dans le domaine de la transition énergétique. **Les réseaux sont ainsi un secteur à fort potentiel d'innovation.**

Compte tenu de la difficulté de stocker l'électricité, une coordination européenne est souhaitable

La réglementation européenne²⁴ amorce une coordination, encore trop limitée, entre Etats membres.

Le système électrique européen est interconnecté : son exploitation technique et sa rentabilité économique s'établissent à ce niveau. Toute mesure dans un pays a des effets sur ses voisins : les décisions politiques relatives à la structure de l'approvisionnement en électricité se répercutent sur celui des autres Etats.

La coordination des stratégies européennes et une réflexion commune sur les grandes orientations de politique énergétique est essentielle. Celles amorcées dans le cadre de l'Union de l'énergie, du Paquet énergie propre et du *Green Deal* restent limitées. Elles prévoient une convergence dans la gestion des capacités disponibles, un renforcement des interconnexions transfrontalières, une harmonisation des critères de sécurité d'approvisionnement et un accroissement de la coordination organisationnelle des gestionnaires de réseau.

Cependant, cette convergence est avant tout technique, progressive et limitée : en vertu de l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les Etats membres sont seuls responsables du choix des différentes sources d'énergie et de la structure de leur approvisionnement. Cela signifie que les complémentarités ne sont pas forcément utilisées et que leurs décisions propres

peuvent avoir des répercussions négatives sur leurs partenaires européens (stabilité du réseau en Pologne, en République Tchèque, déficit de production en Belgique, par exemple).

Dans le même temps, alors que cette responsabilité leur est réservée, les Etats ne définissent pas suffisamment leur avenir énergétique à moyen terme.

Des choix politiques urgents, guidés par trois considérations

Plusieurs principes doivent guider les choix essentiels à venir :

- 1. Lutter contre le réchauffement climatique : la demande doit être satisfaite par des sources décarbonées ;**
- 2. L'industrie française et européenne doit tenir une place de choix dans la réponse à nos besoins en infrastructures et équipements nécessaires à la transition énergétique ;**
- 3. La compétitivité des industries consommatrices d'énergie doit être confortée.**

Un approvisionnement décarboné et européen : nos capacités industrielles doivent satisfaire la demande de nouvelles infrastructures

Parmi les filières de nature à tenir un rôle prépondérant dans la transition énergétique figurent l'éolien en mer (posé et flottant) et le nucléaire²⁵.

➤ **Pour l'éolien en mer**

La France dispose du deuxième potentiel européen derrière le Royaume-Uni. L'Europe est le premier marché mondial dans ce domaine, avec 42 % de la puissance installée²⁶ et accueille des champions industriels (Ørsted, RWE, Vattenfall, Iberdrola, EDF..). 93 % de la capacité installée d'éoliennes maritimes en Europe a été produite sur le continent.

Le marché mondial est en forte expansion, avec des projets de développement aux Etats-Unis et en Asie. L'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) estime que les capacités installées dans le monde pourraient être multipliées par dix entre 2018 et 2030, passant de 23 GW à 228 GW, atteindre

1 000 GW en 2050, avec l'essor de nouveaux marchés (Amériques, Océanie) et la consolidation des principaux (Asie)²⁷.

L'éolien flottant est encore au stade de la démonstration, avec quatre projets expérimentaux prévus en France dans les prochaines années.

Les autres énergies marines (hydrolienne, houlomotrice, marémotrice) sont aujourd'hui au stade de la recherche et développement et sont dans ce cadre soutenues par le Programme d'investissements d'avenir. Les entreprises européennes détiennent 66 % des brevets dans l'énergie marémotrice. 70 % de toutes les capacités installées en mer ont été développées par des entreprises européennes, et tous les projets dans le monde utilisent des technologies issues des 27 Etats membres²⁸.

Les filières européennes disposent ainsi d'atouts majeurs à conforter, *a fortiori* parce que la plupart des domaines technologiques concernés confèrent un avantage décisif aux premiers entrants.

Il est essentiel de s'assurer de notre capacité à déployer ces filières. **Il est encore possible de rattraper le temps perdu.** D'un point de vue industriel, si la France est en retard dans le lancement de projets de grande envergure, elle bénéficie d'un potentiel de production important, de nature à façonner les bases d'une industrie performante.

Il faut saluer les apports de la PPE adoptée en 2020, qui établit un calendrier d'appels d'offres jusqu'à 2028 et a été accompagnée d'une simplification du cadre réglementaire (autorisations administratives, recours, etc.). Toutefois, cela reste insuffisant. Ce calendrier d'appels d'offres pourrait être prolongé car la structuration des filières nécessite plus de temps.

Il est de surcroît urgent d'accélérer le déploiement de l'éolien en mer et de lui donner de la visibilité en augmentant le volume et le rythme de ces appels d'offres.

La stratégie sur l'éolien offshore publiée par la Commission européenne en novembre 2020 devrait favoriser cette dynamique. Très ambitieuse, elle propose de porter la capacité installée de 12 GW à 60 GW en 2030 puis à 300 GW en 2050. Elle donne des perspectives aux industries européennes, et envisage la mise en place d'un cadre réglementaire propice aux investissements (planification de l'espace maritime et projets transfrontaliers, garanties relatives aux aides d'Etat, etc.). Sa déclinaison nationale et territoriale sera cependant cruciale pour assurer sa concrétisation.

➤ Dans le domaine du nucléaire

La France est un des principaux acteurs mondiaux. Elle se distingue par des compétences de pointe dans la recherche et développement. Elle est au premier rang pour ce qui concerne la fabrication et le retraitement du combustible. Bien qu'en difficulté ces dernières années, la filière de la construction et les entreprises impliquées dans l'entretien et la maintenance des réacteurs constituent une base industrielle de premier plan. Depuis plusieurs décennies, l'exploitation d'un des parcs nucléaires les plus importants au monde (deuxième derrière les Etats-Unis) a conforté l'expertise française.

Il est toutefois nécessaire de tirer les enseignements des défaillances profondes et documentées de la filière ces dernières années (Cour des comptes²⁹, rapport Foltz de 2019 par exemple). **Elle doit démontrer sa capacité à conduire un projet industriel à un coût économique acceptable et dans le respect des exigences de sûreté** avant tout lancement d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs.

Des solutions devront être trouvées concernant **le stockage et la gestion des déchets nucléaires** : les capacités de stockage de l'usine de la Hague arriveront à saturation à l'horizon 2030³⁰. La requalification de certaines matières radioactives en déchets pourrait venir accroître leur volume. La gestion de ceux d'éventuels futurs réacteurs, du financement au stockage, est une question ouverte et pourtant incontournable.

La fermeture de certains des réacteurs actuels consommant du Mox va limiter les possibilités d'utilisation de combustible recyclé, avec pour conséquence l'engorgement des capacités de stockage. Il est donc essentiel de planifier à long terme ces fermetures ainsi que le séquençage des filières technologiques nucléaires, certaines permettant de réduire le stock de déchets (voir annexe). **Une planification cohérente à cet égard n'existe pas encore.**

Disposer de perspectives quant au remplacement du parc actuel permettrait de mieux dimensionner l'effort de modernisation de celui-ci, de mieux appréhender la gestion des déchets et matières radioactives ainsi que d'envisager l'éventuel essor de nouvelles générations de réacteurs.

A ce jour, il n'existe pas de cadre de financement du nouveau nucléaire. Le prix de l'électricité d'origine nucléaire finance les infrastructures du parc actuel, mais il ne comprend pas de composante dédiée aux investissements futurs. **Pourtant, il apparaît difficile de se priver de cette capacité de production si l'on souhaite lutter contre le réchauffement climatique.** Ce manque de

visibilité nuit à une programmation efficiente des investissements dans des capacités de production.

Les capacités de production d'origine renouvelable (avec l'éolien précité, il faut mentionner la biomasse, le photovoltaïque, ou encore la géothermie) devront dans tous les cas faire l'objet d'efforts de recherche, de développement et de déploiement. L'intégration des différents systèmes énergétiques – chaleur, électricité, gaz – et leur évolution constitue également un aspect majeur et à clarifier pour mener notre transition énergétique.

La décarbonation doit assurer notre nouveau industriel et favoriser la compétitivité de nos entreprises

Cette transition énergétique doit être l'occasion d'un rebond pour les industries françaises, dont la compétitivité s'est dégradée ces dernières années.

L'approvisionnement en électricité représente une part importante des coûts de production des industries françaises, dont certaines sont essentielles à la mise en œuvre de la transition énergétique. Cette proportion est par exemple de 30 % pour la filière aluminium³¹, nécessaire à la fabrication des batteries, des éoliennes, pour l'isolation des bâtiments. Comme pour l'acier et le ciment, ces entreprises sont parmi les plus vulnérables à la concurrence internationale. Toute hausse des prix de l'électricité fragilise donc ce tissu industriel. Il est crucial d'assurer un approvisionnement énergétiquement sûr, abordable et vertueux pour préserver durablement nos entreprises.

Si la production joue un rôle structurant dans les conditions d'accès à l'énergie, l'optimisation de la consommation est un gisement d'économies à ne pas négliger. L'efficacité énergétique est un levier bien connu permettant de réduire les coûts de production dans ces secteurs. Moins connu, celui de la flexibilité de la demande représente un potentiel insuffisamment exploité.

En décalant dans le temps les consommations industrielles en fonction des besoins d'équilibrage du système électrique (absorption des surplus de production, ou au contraire, report de consommation en cas de faiblesse ponctuelle de la production), **les entreprises rendent un service à la collectivité. Elles sont rémunérées pour ce service** : les 22 industriels engagés contractuellement reçoivent sur un an de l'ordre de 90 millions d'euros³². Ces contrats leur donnent la possibilité de consommer lorsque les prix de marché de l'électricité sont bas. Ils favorisent leur compétitivité vis-à-vis de la concurrence internationale.

Ce type de dispositif est vertueux d'un point de vue climatique. En diminuant la consommation industrielle lors des pointes de demande, il limite le recours à des énergies polluantes. En effet, la pointe est principalement satisfaite par des centrales fossiles et des importations carbonées. Il permet également d'absorber les excédents d'électricité et ainsi de mieux rentabiliser les unités de production.

Toutefois, ces actions sur la demande nécessitent des investissements lourds. Or le marché de l'électricité donne aux industriels une visibilité d'au plus trois ans. Cet horizon est bien trop court par rapport à celui de l'amortissement de l'outil de production, de l'ordre de 15 à 25 ans.

Tant pour les entreprises que pour le bénéfice collectif que ces investissements assurent, il est donc temps de donner des perspectives claires dans le champ de la production et de la consommation d'énergie.

**Accroître
considérablement la
flexibilité de la
demande**

Des efforts importants ont été menés par les pouvoirs publics pour améliorer les conditions économiques des activités de pilotage de la demande. De grands consommateurs, industriels par exemple, contractualisent pour interrompre ponctuellement leur consommation.

Cette année, l'appel exceptionnel du gouvernement et du gestionnaire de réseau de transport à la mobilisation de nouveaux gisements a permis un doublement des capacités disponibles³³ : des marges de progression semblent exister, et des progrès sont envisageables dans la rémunération de ces dispositifs. Il faudra rendre ceux-ci plus attractifs pour atteindre les objectifs de la PPE. Pour les grandes installations, 3 GW sont disponibles à ce jour, et la programmation fixe un objectif de 6,5 GW en 2028. Ce besoin devrait s'accroître par la suite.

Les différents leviers de flexibilité, leur intérêt économique pour les acteurs et pour la collectivité, leur fiabilité font actuellement l'objet d'analyses technico-économiques³⁴ : pour tous les acteurs, il reste difficile d'établir des perspectives claires à ce stade. Les gisements mobilisables dépendent de conditions économiques encore incertaines³⁵ et sont à ce jour peu incitatifs, la compensation financière accordée aux industriels pour leur participation à la stabilité du réseau électrique est faible³⁶ au regard des coûts engendrés.

Les efforts doivent ainsi être poursuivis pour mieux identifier les perspectives de développement et réduire les incertitudes pour les investisseurs potentiels. **Dès maintenant, il est primordial de structurer et de construire une filière de l'effacement industriel. Il s'agit de donner des perspectives à ces activités de report de la consommation d'une usine en fonction des besoins d'équilibrage du système électrique. Cela suppose de clarifier son cadre contractuel et d'accroître le rythme ainsi que la fréquence des appels d'offre dans ce domaine.**

Des difficultés similaires sont rencontrées concernant le stockage d'électricité. A court terme, les possibilités de développement du stockage sous forme hydraulique sont restreintes car les potentiels sont déjà exploités.

Concernant les batteries, leur compétitivité et leur manque de maturité technologique demeurent, même si les progrès sont rapides. Elles présenteront à terme un intérêt économique croissant, avec l'insertion d'une part plus importante qu'à ce jour d'énergies renouvelables intermittentes. Quel que soit le scénario envisagé, il est donc essentiel de maîtriser ces technologies et de tenir une position forte dans la compétition internationale dans ce domaine.

C'est le sens de la coopération européenne amorcée en 2017 avec l'Alliance européenne des batteries, le plan d'action stratégique européen de 2018, et le Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) de 2019 initiés dans ces domaines. Ces initiatives visent à coordonner les efforts de recherche, développement et innovation ainsi que les investissements à l'échelle européenne et entre acteurs publics et privés. Elles donnent lieu à un soutien public massif (plusieurs milliards d'euros) pour favoriser l'essor de ces filières.

La situation est encore plus marquée en ce sens pour **le stockage d'électricité via l'hydrogène**, dont l'espace économique est réduit à l'horizon 2035³⁷. Le coût des électrolyseurs y est estimé, dans les configurations les plus favorables, comme étant plus de trois fois celui que les marchés susceptibles de valoriser cette solution sont prêts à payer.

D'ici à 2050, à la condition d'avoir au préalable décarboné la production d'électricité et dès lors qu'il faudra absorber des surplus importants de production, son intérêt économique et climatique sera réel. Il faut donc veiller à construire une filière clé pour la transition énergétique, en articulant son déploiement avec l'évolution du système électrique. Afin de tirer les bénéfices de cette technologie et d'optimiser les ressources consacrées à la transition énergétique, une planification cohérente et à long terme doit être établie.

En juillet 2020, l'Union européenne a publié une stratégie de développement de l'hydrogène, et prépare un Projet important d'intérêt européen commun dans ce domaine. Le plan français présenté en septembre 2020 y consacre 7 milliards d'euros d'ici à 2030. Il cible en particulier la recherche et développement ainsi que le soutien à l'innovation. Il repose avant tout sur une série d'appels à projets et sa coordination avec l'approvisionnement énergétique nécessaire à sa concrétisation reste une question ouverte.

3. UNE MOBILISATION POLITIQUE NÉCESSAIRE

Des choix démocratiques importants

La transition énergétique, nécessaire pour atténuer le réchauffement climatique et limiter notre dépendance aux énergies fossiles importées, ouvre une ère nouvelle en termes de sécurité d’approvisionnement.

Quelle que soit la part d’électricité d’origine nucléaire choisie, celle des énergies renouvelables et notamment celles non pilotables (éolien et solaire) va augmenter. Or, si elles peuvent contribuer au passage des pointes de consommation lorsque les conditions météorologiques le permettent, **les énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques ne peuvent pas garantir la sécurité d’approvisionnement**, puisqu’elles ne sont pas ajustables en fonction de la demande. Le minimum de production éolienne peut descendre à 1 % de la capacité installée. Le passage des pointes de production s’effectue dans 90 % des cas par des moyens pilotables³⁸.

Cela signifie que désormais, la consommation va devoir s’ajuster à la production. Il s’agit d’un changement majeur de paradigme.

Son ampleur dépendra des options technologiques choisies et disponibles (éolien, stockage, nucléaire, etc.). Plus la part d’énergie renouvelable non pilotable sera importante, plus la demande devra s’adapter en conséquence.

Cela nécessite des évolutions importantes tant d’un point de vue technique, pour assurer le pilotage de la demande que d’un point de vue socio-politique. Déplacer les consommations dans le temps suppose de modifier les usages de l’électricité et les pratiques des consommateurs. Cela requiert leur adhésion, et qu’ils puissent y avoir un intérêt économique.

Pour un ordre de grandeur, RTE³⁹ estime que le volume d’énergie consommée par jour devant être déplacé dans le temps devrait passer d’une soixantaine de GWh en 2017 à un niveau de 95 à 130 TWh en 2035. Cela signifie qu’il faudra faire fonctionner certains appareils électriques (machine à laver, lave-vaisselle, par exemple), ou recharger son véhicule électrique sur des plages horaires correspondant aux besoins du système, qui ne sont pas forcément celles que choisissent spontanément les consommateurs.

Or peu de stratégies énergétiques ou de scénarios techniques présents dans le débat public exposent ces enjeux. La composition du bouquet énergétique, avec une part plus ou moins importante d'énergies renouvelables, et avec un nécessaire déclin des énergies fossiles, a des conséquences sociales, sociétales et politiques considérables. Celles-ci sont encore peu traitées.

Les situations de tension évoluent pour un système électrique caractérisé par une plus grande proportion d'électricité renouvelable, par rapport à ce qui est observé actuellement. Plutôt que de survenir lors de la pointe de demande de 19 heures, elles pourront se produire la nuit, lorsqu'il n'y a pas de vent, et en particulier en plein hiver si un anticyclone s'installe plusieurs jours sur l'Europe. **Des déficits de production prolongés et de grande échelle pourraient nécessiter de hiérarchiser les usages à satisfaire en priorité⁴⁰.**

Les attentes et les services rendus par le système électrique devraient donc évoluer par rapport à ce qu'ils étaient au XX^e siècle.

Une redéfinition des garanties associées à ce service public semble ainsi nécessaire. En particulier, le niveau de sécurité d'approvisionnement (dit « critère ») pourrait être ajusté. A ce jour, en France, ce critère correspond à une durée moyenne de défaillance de trois heures par an⁴¹. Il peut être assimilé à une police d'assurance, et il conditionne les moyens que l'on se dispose à mettre en œuvre pour l'atteindre. Un critère exigeant implique des coûts élevés.

Le critère de défaillance est établi par des processus administratifs, mais son impact sur la vie de la Nation est élevé : **une discussion ouverte sur les attentes des citoyens vis-à-vis des services fournis par le système électrique, des efforts à consacrer et des investissements à mener en conséquence serait souhaitable.**

Dans ce cadre, la maîtrise de la demande va constituer un pilier essentiel de la stabilité du système électrique. Il reste toutefois largement secondaire dans le discours politique et son potentiel insuffisamment exploité.

Dans tous ces domaines, il est urgent de réaliser des choix politiques transparents et bien appropriés par les citoyens.

Des débats ont été tenus sur le sujet dans le cadre de l'élaboration de la PPE⁴², avec une consultation des parties prenantes et la participation du public. Cependant, ils sont restés assez confidentiels et n'ont su capter que les acteurs les plus mobilisés, sans toucher la plupart des citoyens.

Les sujets concernés sont sensibles, comme le nucléaire⁴³, l'éolien et la maîtrise des consommations. La virulence de certains débats a pu contribuer à repousser des prises de décision ou retarder longuement les projets (éolien en mer et sur terre, réseaux d'électricité par exemple) : **préparer les conditions d'échanges pacifiés, sur la base d'éléments objectifs, rendant compte de manière transparente de toutes les dimensions des choix à réaliser est impératif.**

Pour avancer sur ces sujets particulièrement sensibles, le CESE a proposé une méthode⁴⁴, qui devrait être mise en œuvre dès maintenant.

Seule cette adhésion permettra de justifier les évolutions à engager, tant d'un point de vue sociétal que des moyens à consacrer (priorités industrielles, financements, etc.).

**Une
négociation
politique
européenne
urgente et
essentielle**

Une transition énergétique menée dans des conditions satisfaisantes suppose que les bouquets énergétiques européens soient définis de manière concertée. La coordination politique est essentielle mais insuffisante⁴⁵. L'Union de l'énergie établie à l'échelle européenne est un progrès en ce sens : elle requiert en particulier l'élaboration par chaque pays de plans climat harmonisés. Cependant, les Etats membres conservent le libre choix de leur mix énergétique et de la structure de leur approvisionnement. Leurs positions vis-à-vis des différentes sources d'énergie leur sont donc propres ... alors que leurs destins sont liés.

Le fonctionnement du système électrique européen présente ainsi des fragilités. La Belgique redoute un déficit de capacités de production⁴⁶ à la suite de sa sortie du nucléaire et compte sur les importations des pays limitrophes pour équilibrer son système, sachant que ses voisins devront eux-aussi recourir ponctuellement à des importations. De même, l'Allemagne a pu considérer que « *la capacité des centrales nucléaires en Allemagne peut diminuer d'autant dans la mesure où le marché allemand de l'électricité dispose de la capacité des centrales françaises grâce aux interconnecteurs transfrontaliers en place* »⁴⁷. Cela interroge notre capacité à assurer de manière durable et dans des conditions satisfaisantes notre approvisionnement.

Ce manque de coordination limite l'optimisation du système électrique. Il est à craindre que cette problématique se retrouve avec les plans hydrogène distincts des Etats membres (notamment France et Allemagne)⁴⁸.

Une coordination politique de haut niveau est essentielle pour mieux articuler les décisions nationales dans le domaine de l'énergie. Elle doit être renforcée et plus systématique, tout en tenant compte de la diversité des opinions européennes.

Les scénarios techniques existants ou en cours d'élaboration explorent des éventails de possibles. S'ils donnent à voir les enjeux associés à des visions contrastées des bouquets électriques (part des renouvelables, des centrales thermiques, du nucléaire, etc.), ils ne constituent pas une vision politique susceptible d'orienter les choix des industriels et des investisseurs.

Ils reposent sur des hypothèses fortes. Le bon fonctionnement du système dépend d'une amélioration considérable de la flexibilité de la demande, dans bien des cas de baisses de consommation et d'un développement accéléré des énergies renouvelables.

Ces conditions favorables ne correspondent pas aux tendances observées actuellement. Elles supposent dans tous les cas des évolutions sociétales et politiques qu'il est temps de reconnaître. Elles nécessitent également des investissements importants qu'il devient urgent de lancer et d'inscrire dans une vision de long terme.

Tels sont les principaux éléments de réflexion que le Haut-Commissariat au Plan soumet au débat.

Le Haut-Commissariat entend en même temps engager immédiatement un travail avec toutes les parties prenantes. Son objet : définir dans les meilleurs délais plusieurs trajectoires d'évolution du système énergétique français en même temps qu'une explicitation des dispositions de court terme, moyen et long terme que chacun de ces scénarios appelle.

Annexe : les générations et filières de réacteurs nucléaires

On distingue quatre générations de réacteurs à fission nucléaire, qui ne doivent pas être confondues avec les filières. La **génération correspond aux spécifications attendues d'un réacteur** : démonstration d'un potentiel pour la première génération ; développement industriel pour la deuxième ; sûreté et optimisation pour la troisième ; fermeture du cycle pour la quatrième.

La **filière désigne les choix technologiques relatifs aux principaux composants du réacteur**. Plusieurs filières peuvent coexister au sein de différentes générations. Elles ont trait au type de combustible utilisé (uranium naturel, uranium enrichi, plutonium, etc.), au modérateur contrôlant la réaction en chaîne (graphite, eau lourde, eau légère par exemple), et au fluide caloporteur récupérant la chaleur dégagée par le cœur du réacteur. Ces choix ne sont pas indépendants, et ils relèvent de considérations techniques, économiques et politiques.

Actuellement les réacteurs français sont de deuxième génération. Ils sont alimentés par de l'uranium enrichi, l'eau légère modère la réaction en chaîne en même temps qu'elle constitue le fluide caloporteur. Un réacteur de troisième génération est en construction à Flamanville. Sa mise en service est à ce jour prévue en 2023.

La **quatrième génération** peut utiliser de l'uranium naturel, enrichi, appauvri, recyclé et du plutonium. Fonctionnant en cycle quasi-fermé – les produits de fission sont utilisés comme combustible –, elle **permet de consommer une grande partie des éléments radioactifs résultant de l'activité nucléaire civile et militaire antérieure**. La quatrième génération réduit la radiotoxicité et le volume des déchets ultimes. Elle affranchit également de la contrainte liée à l'approvisionnement en minerai.

Plusieurs types de filières de quatrième génération font l'objet de travaux de recherche et développement, comme les réacteurs à neutrons rapides à caloporteur sodium, dont la maîtrise technologique est la plus avancée, ou les réacteurs à sels fondus.

En France, les réacteurs Phénix (1973-2010), Superphénix (1984-1997) puis le projet Astrid ont posé les bases d'une filière à neutrons rapides à caloporteur sodium. Notre pays dispose de l'expertise la plus développée au monde, avec la Russie, dans ce domaine.

La décision d'arrêt du projet expérimental Astrid, en 2019 interroge sur les capacités à les maintenir et à faire émerger une filière française pour cette technologie prometteuse. Désormais, les travaux de recherche et développement relèvent uniquement de la simulation numérique, alors que les difficultés liées à la conduite concrète de grands projets comme l'EPR ont démontré l'intérêt d'entretenir des compétences dans le domaine de la construction et de l'exploitation.

A ce jour, les perspectives de déploiement ont été repoussées à l'horizon 2050.

¹ Réseau de transport d'électricité, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Rapport technique*, 2019 : p. 98.

-
- ² Etienne Beeker, Marie Dégremont, « Impacts de la crise du Covid-19 sur le système électrique », *Point de vue*, France Stratégie, 20 avril 2020 ; Etienne Beeker, Marie Dégremont, *Quelle sécurité d’approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ?* Note d’analyse n°99, France Stratégie, janvier 2021.
- ³ Pour les deux-tiers de la consommation d’énergie finale française. Source : Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés de l’énergie. Edition 2020*, 2020.
- ⁴ Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, *Rapport spécial sur les conséquences d’un réchauffement planétaire de 1,5°C*, 2018.
- ⁵ International Energy Agency, *The future of cooling. Opportunities for energy-efficient air conditioning*, 2018.
- ⁶ CGDD, *Prix de l’électricité en France et dans l’Union européenne en 2019*, juin 2020.
- ⁷ Le service statistique du ministère de l’écologie dénombre 135 900 emplois en 2018 dans le domaine de la production. Source : CGDD, *Chiffres clés de l’énergie*, op. cit. p. 6. En 2017, l’Union française de l’électricité avait chiffré à 378 000 le nombre d’emplois directs et indirects sur le territoire français : <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-30308-etude-ufe.pdf>. Elle utilise une acception plus large des activités concernées.
- ⁸ Société française d’énergie nucléaire, *Quand décider d’un renouvellement du parc nucléaire français ?*, avril 2019.
- ⁹ *Ibid.*
- ¹⁰ La Stratégie nationale bas carbone n’évoque que la décarbonation de la production d’électricité.
- ¹¹ CGDD, *Chiffres clés des énergies renouvelables. Edition 2020*, 2020.
- ¹² Certaines sont envisagées en fin d’horizon de programmation.
- ¹³ Cour des comptes, *L’aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage*, Rapport public thématique, 2019 ; Cour des comptes, *L’arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, Communication à la commission des finances du Sénat, 2020.
- ¹⁴ RTE, Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France. Edition 201, 2017 qui expose les scénarios Ampère, Hertz, Volt et Watt ; ainsi que l’ensemble des travaux de la Commission Perspectives Système et Réseau mise en place par RTE : <https://www.concerte.fr/content/actualit%C3%A9-de-la-commission-perspectives-syst%C3%A8me-et-r%C3%A9seau>.
- ¹⁵ A cet égard, le déploiement des véhicules électriques est particulièrement étudié. En 2035, 15,6 millions de véhicules en circulation – ils sont aujourd’hui environ 300 000 – représenteraient environ 10 % de la consommation d’électricité française. Toutefois, en pilotant la charge et la décharge de leur batterie, ils pourraient rendre d’importants services au système électrique. Cela conduit le gestionnaire de réseau RTE à considérer ce déploiement comme stratégique pour la sécurité d’approvisionnement, sans nécessairement la menacer.
- ¹⁶ RTE, *Bilan prévisionnel 2017*, op. cit.
- ¹⁷ ADEME, Artelys, *Trajectoires d’évolution du mix électrique 2020-2060*, 2019.
- ¹⁸ La capacité éolienne atteindrait 52 GW sur terre et 15 GW en mer, contre 17,5 GW fin 2020. La capacité solaire atteindrait 48 GW, contre 10,2 GW fin 2020. Cela représenterait notamment 14 300 éoliennes terrestres et 2 200 éoliennes en mer contre 8000 terrestres actuellement.
- ¹⁹ La capacité éolienne terrestre serait alors de 40 GW sur terre et 10 GW en mer, soit l’installation de 11 000 éoliennes terrestres et 1500 éoliennes en mer. La capacité solaire photovoltaïque atteindrait 36 GW.
- ²⁰ RTE, *Bilan prévisionnel long terme. Futurs énergétiques 2050*, consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios, janvier 2021.
- ²¹ Ministère de la transition écologique, *Stratégie nationale bas carbone 2*, avril 2020.
- ²² RTE, *Schéma décennal de développement du réseau. Edition 2019*, document de référence.
- ²³ Voir par exemple les travaux de la Commission de régulation de l’énergie sur l’autoconsommation : <http://autoconsommation.cre.fr/ce-qu-il-faut-savoir.html> et la note Etienne Beeker sur les réseaux de distribution, Beeker, E. *Les réseaux de distribution d’électricité dans la transition énergétique*, document de travail n° 2019-07, France Stratégie, 2019.
- ²⁴ Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » : pour une présentation https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en et Union de l’énergie : pour une présentation : <https://www.consilium.europa.eu/fr/policies/energy-union/>
- ²⁵ GIEC, *Rapport 1,5°C*, op. cit.
- ²⁶ Commission européenne, *Stratégie relative aux énergies renouvelables en mer*, novembre 2020. Stratégie européenne pour les énergies marines, novembre 2020 ; Joint Research Center, *Wind Energy. Technology market report*, 2019.

-
- ²⁷ International Renewable Energy Agency, *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, 2019. Abu Dhabi.
- ²⁸ Stratégie européenne pour les énergies marines, novembre 2020.
- ²⁹ Jean-Martin Folz, *La construction de l'EPR de Flamanville*, octobre 2019 ; Cour des comptes, *La filière EPR*, rapport public thématique, juillet 2020.
- ³⁰ Cour des comptes, *L'aval du cycle*, *op. cit.* ; Autorité de sûreté nucléaire, Avis n°2021-AV-0373 sur les études relatives à la gestion des stockages historiques remises en application du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018, en vue de l'élaboration du cinquième plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
- ³¹ Valérie Létard, *Enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXI^e siècle*. Rapport d'information déposé le 9 juillet 2019 au nom de la mission d'information sur les enjeux de la filière sidérurgique.
- ³² Service dit d'interruptibilité, *Ibid.*
- ³³ RTE, *L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'hiver 2020-2021*, novembre 2020.
- ³⁴ Notamment dans le cadre de la consultation menée par RTE pour l'élaboration de son bilan prévisionnel de long terme, voir également les travaux de la Commission de régulation de l'énergie.
- ³⁵ ADEME, E-CUBE Strategy consultants, CEREN, *L'effacement de consommation électrique en France*, septembre 2017.
- ³⁶ Létard, 2019, *op. cit.*
- ³⁷ Beeker, E. *Les réseaux de distribution d'électricité*, *op. cit.* ; AIE (2020), *Energy technologies perspectives 2020. Flagship report, 2020* ; RTE, *La transition vers un hydrogène bas carbone, 2020*.
- ³⁸ RTE, *Bilan prévisionnel 2019. Rapport technique*, février 2020.
- ³⁹ RTE, *Bilan prévisionnel, 2017, op. cit.*
- ⁴⁰ RTE, Document de concertation sur les pratiques, Commission Perspectives Systèmes et Réseau, janvier 2020.
- ⁴¹ Plus précisément : « la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures ; et la durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande est inférieure à deux heures » (article D141-12-6 du code de l'énergie). Une défaillance est définie comme le recours à des moyens exceptionnels pour stabiliser le réseau.
- ⁴² Voir en particulier : Commission nationale du débat public, *Débat public. Programmation pluriannuelle de l'énergie* : <https://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-ppe/index.html>.
- ⁴³ Concernant le nucléaire, la perspective de fermeture du cycle du combustible avec les réacteurs de quatrième génération (voir annexe) devrait être considérée de manière plus concrète. A cet égard, la décision d'arrêt du programme Astrid, qui aurait pu réduire le volume de déchets radioactifs et assurer une avance technologique à la France interpelle. Pris pour des raisons budgétaires en 2019, elle pourrait être réexaminée à l'aune d'une stratégie de relance et de souveraineté, à l'heure où la Russie, la Chine, les Etats-Unis et l'Inde s'engagent résolument dans cette voie.
- ⁴⁴ Michel Badré, *Étude sur la méthode d'analyse des controverses au sein du CESE*, novembre 2020.
- ⁴⁵ Etienne Beeker, Marie Dégremont, *Quelle sécurité d'approvisionnement...*, *op. cit.*
- ⁴⁶ Voir les rapports du gestionnaire de réseau de transport Elia par exemple.
- ⁴⁷ BMWi, *An Electricity Market for Germany's Energy Transition. Green Paper*, octobre 2014.
- ⁴⁸ Pour un point de vue technique, voir le rapport de RTE sur l'hydrogène (2020) précité.