

## Point de vue

# Projeter le système électrique français vers le long terme, entre objectifs ambitieux et incertitudes radicales ?

Par **Maxime Gérardin**, avec la participation d'**Étienne Beeker**<sup>1</sup>,  
département Développement durable et numérique

20 mai 2021

Les principaux travaux de scénarisation énergétique pour la neutralité carbone convergent vers une forte diminution de nos consommations d'énergie. Pour mettre fin à presque tous nos approvisionnements fossiles, ils combinent cette diminution à une très forte augmentation de la part du vecteur électricité – laquelle ne fournit aujourd'hui que moins d'un tiers de notre consommation d'énergie finale, sans même comptabiliser l'énergie « grise » de fabrication des produits importés. Selon un certain nombre de travaux, ces deux mouvements simultanés produiraient une augmentation substantielle du besoin en électricité<sup>2</sup>.

Envisager le système électrique à long terme est donc fondamental pour la planification du système énergétique et de la neutralité carbone en 2050. Cela implique une réflexion quant au niveau de consommation attendu, à la profondeur de l'électrification des usages et aux moyens de production permettant de les satisfaire.

En France, ce sont la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui explicitent, et révisent tous les cinq ans, les trajectoires souhaitées – avec une vision par vecteur énergétique<sup>3</sup> jusqu'en 2050, et, au sein de l'électricité, une vision par filière de production jusqu'en 2028 pour les renouvelables et 2035 pour le nucléaire. RTE, dans sa fonction de responsable de l'équilibre offre-demande du système électrique, conduit actuellement des groupes de travail<sup>4</sup> et a rendu publiques des propositions de scénarios à 2050 qui, avec les

---

<sup>1</sup> France Stratégie, [maxime.gerardin@strategie.gouv.fr](mailto:maxime.gerardin@strategie.gouv.fr) et [etienne.beeker@strategie.gouv.fr](mailto:etienne.beeker@strategie.gouv.fr).

<sup>2</sup> À titre d'exemple, dans le modèle PRIMES, mobilisé pour la préparation de la politique climatique européenne, les deux scénarios menant à la neutralité carbone se caractérisent par une consommation primaire d'énergie réduite d'au moins un tiers, une consommation finale d'énergie réduite de 40 à 50 %, une consommation finale d'électricité augmentée d'au moins un tiers, et une production d'électricité augmentée plus encore – une part de la décarbonation passant par de l'hydrogène d'électrolyse. Voir Commission européenne (2018), *A Clean Planet for All. A European Long-Term Strategic Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy*, novembre.

<sup>3</sup> Électricité, carburants liquides, gaz, bois, etc.

<sup>4</sup> Voir la [page dédiée](#) aux documents de travail et de concertation publiés par la Commission perspectives système et réseau (CPSR).

analyses technico-économiques qui en seront faites, contribueront de support aux débats et à l'élaboration des volets électriques des futures SNBC et PPE.

## 1. Des incertitudes et un champ des possibles qui grandissent avec le temps, et doivent laisser la place à de possibles ruptures

Dans la projection du système électrique comme ailleurs, la survenue de ruptures ne peut être exclue. Ceci étant, jusqu'à l'horizon d'une dizaine d'années, les inerties du système électrique sont telles qu'une part substantielle de ses évolutions demeure prévisible par observation des tendances les plus récentes. Par exemple, du côté de la production, la grande majorité des capacités actuelles seront toujours en service dans dix ans, et le temps de développement et d'autorisation des capacités nouvelles permet de relativement bien les anticiper. Ainsi peuvent être conduits l'exercice par lequel France Stratégie alertait, en janvier dernier, quant à la sécurité d'approvisionnement électrique à l'échéance 2030<sup>5</sup>, et plus largement les bilans prévisionnels établis annuellement par RTE<sup>6</sup>, en application de la loi<sup>7</sup>.

Les choix d'investissements dans le système électrique imposent toutefois de se projeter à bien plus long terme. Le développement d'une filière, photovoltaïque par exemple, se déploie typiquement sur deux ou trois décennies ; les actifs vivent couramment 25 à 30 ans – parc éolien, pompe à chaleur, installation industrielle –, et certains un demi-siècle ou plus – barrages, réacteurs nucléaires, lignes électriques, bâtiments et leur enveloppe ; enfin, même en fin de vie d'un actif, des phénomènes de « dépendance au sentier » peuvent maintenir des rémanences de choix anciens. L'exercice prend aujourd'hui une tournure particulière alors que, pendant la décennie 2030-2040, beaucoup de réacteurs nucléaires actuels atteindront les 50 ans d'âge, ce qui pose la question de l'« après ».

Or quand on tente de se projeter au-delà d'une décennie, les incertitudes se multiplient. Les technologies de production, de réseau<sup>8</sup>, de stockage, de consommation électrique ; les attentes de la société, son regard sur les différentes technologies – qui détermine fortement leurs potentiels de déploiement, voire leurs coûts – ; la prégnance des aspirations à des systèmes énergétiques locaux ; les consommations, leur volume et leur degré de flexibilité ; la réussite des transformations des cadres de régulation, pour incorporer massivement renouvelables variables et flexibilité ; le contexte international, à l'échelle européenne comme du côté des pays possiblement exportateurs de « gaz verts »<sup>9</sup>, et les enjeux géopolitiques associés : tous font l'objet d'incertitudes majeures. Quant aux trajectoires technologiques qui résulteraient de l'application stricte, à toutes les émissions industrielles, d'un prix élevé du CO<sub>2</sub>, elles ne sont pas entièrement connues et pourraient réserver des surprises.

---

<sup>5</sup> France Stratégie (2021), « [Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ?](#) », par Étienne Beeker et Marie Dégremont, *La Note d'analyse*, n° 99, janvier.

<sup>6</sup> Le dernier a été publié ce 24 mars : RTE (2021), [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2021](#), rapport.

<sup>7</sup> Art. L.141-8 du Code de l'énergie.

<sup>8</sup> Avec les enjeux de « faisabilités techniques » recensés par l'AIE et RTE dans leur rapport conjoint : [Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050](#), janvier 2021.

<sup>9</sup> Hydrogène et ammoniac produits par électrolyse à partir d'électricité renouvelable à bas coûts, dans les zones géographiques, le plus souvent désertiques, qui y sont favorables – l'Allemagne notamment en prévoit des importations massives.

Au-delà même des ruptures brutales toujours possibles, ces incertitudes s'alimentent les unes les autres. Ainsi le champ des possibles s'élargit-il d'autant plus rapidement qu'on se penche sur des horizons temporels éloignés, faisant du bilan prévisionnel à long terme un exercice de nature très différente des bilans prévisionnels de court et moyen terme.

## **2. Évaluer le volume d'électricité à produire : un préalable incontournable, qui doit mobiliser une vision systémique des vecteurs énergétiques**

Les quatre principaux scénarios qui avaient été produits par RTE en 2017<sup>10</sup> menaient jusqu'en 2035, et se distinguaient les uns des autres par des contrastes non seulement en matière de moyens de production, mais aussi de volume d'électricité produite. L'actuelle SNBC, postérieure à cet exercice, a déterminé le volume d'électricité à produire en France en 2050, à savoir 630 TWh, contre 538 TWh en 2019, et a laissé ouverte la question du mix électrique bas-carbone à mettre en place<sup>11</sup>. En stricte conformité avec cet arbitrage, les six à huit scénarios dessinés cette fois-ci par RTE visent 2050, date à laquelle ils supposent tous par défaut une consommation électrique brute, production d'hydrogène incluse, de 630 TWh/an, et font varier la part des différents moyens de production – le nucléaire représentant, en 2050, entre 0 et 50 % de celle-ci.

Le débat, tel que soumis au regard du grand public, semble donc se concentrer sur le mix de production électrique ; et la présentation par grands scénarios tend pour l'instant à consacrer, comme clivage central du débat, une opposition entre développement des productions nucléaires et développement des productions renouvelables<sup>12</sup>.

Or la quantité d'électricité inscrite à la SNBC en vigueur doit probablement être comprise comme la meilleure estimation, « à date », de la cible à viser, plus que comme un arbitrage définitif : cette première SNBC ne faisait suite que dans un délai rapide à l'adoption des objectifs de neutralité carbone, et chaque nouvelle édition pourra bénéficier de cinq nouvelles années de retours d'expérience, d'études, et d'évolutions de la société et des débats. C'est en tout cas dans cette perspective que le Parlement s'est placé, en inscrivant<sup>13</sup> dans la loi énergie-climat qu'il la réexaminera tous les cinq ans, avant chaque remise à jour des SNBC et PPE.

Justement, la quantité d'électricité à prévoir à l'horizon 2050 dépend massivement de nombre d'enjeux majeurs mais difficiles, au sujet desquels les diagnostics comme le consensus politique restent à approfondir : évolutions envisageables des modes de vie, rôle de la sobriété ; évolution du paysage industriel français ; quantité de combustibles gazeux ou liquides décarbonés, produits sur le territoire ou importés, réellement disponibles ; trajectoires d'optimisation et d'électrification des consommations énergétiques de l'industrie, des véhicules, et du chauffage des bâtiments<sup>14</sup> ; production d'hydrogène par électrolyse, etc. Le fait même que certains

<sup>10</sup> Scénarios Ampère, Hertz, Volt et Watt.

<sup>11</sup> Les filières susceptibles d'y participer étant l'éolien terrestre et en mer, le photovoltaïque en toitures et au sol, et le nucléaire « historique » et éventuellement « nouveau ».

<sup>12</sup> Cette opposition détermine même les intitulés des scénarios : « M-x » sans nouveau nucléaire, ou « N-x » avec. Ces scénarios sont opposés en nombre égal – 3 contre 3 en début de processus, puis 4 contre 4, puis 3+1 contre 3+1.

<sup>13</sup> Art. 2 de la loi 2019-1147, créant l'art. L.100-1 A du Code de l'énergie.

<sup>14</sup> Par les pompes à chaleur.

de ces enjeux ont fait l'objet d'études exploratoires récentes par RTE<sup>15</sup> montre bien qu'ils ne peuvent être refermés. Or ces débats, qui pourront faire l'objet de prises de position fortement divergentes, se situent naturellement à l'amont de la planification du système électrique. Ils se doublent d'un débat sur la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire sur la manière de dimensionner le système en pesant les risques, dissimilaires, que seraient d'un côté la survenue fréquente de délestages, et de l'autre un surinvestissement en moyens de production.

En plaçant le mix électrique en exergue, les scénarios tels qu'initialement dessinés tendaient à inverser l'ordre logique des enjeux. La question des consommations électriques à satisfaire est alors réapparue subsidiairement, mais avec insistance, puisqu'elle sous-tend les cinq premières « variantes » de scénarios que RTE a prévu d'étudier<sup>16</sup>, dès les premiers retours d'acteurs. En complément de ces travaux de fond, conférer au débat « quantité d'électricité » la même visibilité qu'a acquise le débat « mix électrique » sera sûrement nécessaire.

### 3. Le choix des scénarios n'est pas indépendant du choix des sujets de débats

Bien sûr, cette inversion de l'ordre des débats s'explique par un contexte. Comme on l'a dit, la précédente SNBC a déterminé une quantité de production électrique en 2050, tout en laissant ouverte la question du mix. Surtout, la SNBC à venir correspond *a priori* au moment d'arbitrages sur l'engagement, ou non, de futurs réacteurs nucléaires de type EPR.

Les parties prenantes expertes savent sans doute resituer les scénarios dans ce contexte. Mais, à un moment où il semble, et où en tout cas il faut espérer, qu'un public de plus en plus large s'intéresse aux sujets de la transition énergétique, il importe que ce public soit initié aux diagnostics et débats quant aux sujets majeurs que sont notamment la sobriété, l'électrification, les flexibilités, et l'évaluation des différents gisements et voies d'usage de la biomasse. À l'inverse, un débat énergétique se structurant autour de la seule opposition, certes spectaculaire mais en partie artificielle, entre productions renouvelables et nucléaires<sup>17</sup>, passerait vraisemblablement à côté de nombre de questions cruciales pour l'entrée effective dans une trajectoire menant à la neutralité carbone (dans certains scénarios, ces deux sources continuent d'ailleurs à jouer un rôle majeur dans l'approvisionnement électrique national à moyen terme). Un tel débat risquerait aussi d'installer le public non initié dans une impression faussement rassurante de facilité : l'atteinte puis le maintien du volume de production électrique décarbonée requis par la neutralité carbone, voire l'atteinte de la neutralité carbone elle-même, seraient presque assurés par avance, puisque nous disposerions

---

<sup>15</sup> Voir les rapports du RTE sur les véhicules électriques (*Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, mai 2019) et sur le chauffage des bâtiments (*Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*, décembre 2020).

<sup>16</sup> Il s'agit d'étudier l'influence :

- de l'efficacité et de la sobriété,
- d'une plus forte production d'hydrogène par électrolyse,
- de scénarios de réindustrialisation,
- du niveau de flexibilité des consommations électriques,
- de l'évolution des mix des pays voisins.

<sup>17</sup> RTE a déjà eu l'occasion de mettre en garde contre cette opposition, dans une note qui indique notamment que ces différentes productions se déploient aujourd'hui « essentiellement en addition » : « [Précisions sur les bilans CO<sub>2</sub> établis dans le bilan prévisionnel et les études associées](#) », février 2020.

d'une très forte liberté quant à leurs moyens, avec la faculté de choisir entre des options très contrastées.

Or la neutralité carbone implique à coup sûr une très forte électrification des usages. Ceci plaide pour ne pas écarter par avance des stratégies qui actionneraient tous les leviers pour dégager des marges d'électricité décarbonée (maîtrise des consommations, large panel de productions d'énergie bas-carbone, adaptations des réseaux électriques, etc.), quitte à relâcher ensuite l'effort, si jamais il apparaissait que les objectifs seraient en passe d'être dépassés. En tout état de cause, la détermination, pour chaque filière de production, des trajectoires envisageables et des possibles points de blocage, est un préalable à la discussion des stratégies.

#### **4. Identifier les conditions de réussite et les paris technologiques inhérents aux trajectoires**

La question, difficile, du rythme auquel les différents moyens de production d'électricité peuvent être déployés est donc cruciale. Dans les projets de scénarios, les trajectoires envisagées pour les différents moyens de production reposent pour l'instant, à court terme, sur les objectifs définis par l'actuelle PPE, puis, à plus long terme, sur la prolongation des tendances souhaitées pour les renouvelables, et, pour le nucléaire, sur une hypothèse de durée de vie des réacteurs comprise entre 50 et 60 ans. De ce fait, les risques concernant ces trajectoires devront être investigués et soumis au débat : pour les différentes filières renouvelables<sup>18</sup>, risque de non-atteinte des trajectoires de développement prévues par la PPE à l'horizon 2028, ou de saturation d'un gisement d'acceptabilité ; pour le nucléaire, risque de défaut générique ou d'accident, qui pourrait abaisser sans préavis et durablement la production, ou contrainte sur les délais et le nombre de réacteurs nouveaux réalisables d'ici 2050. Plus largement, une démarche d'identification des « points durs » des transformations du système électrique dans les prochaines décennies, au-delà des seuls moyens de production, semble indispensable.

Le rapport AIE-RTE de janvier 2021, sur les conditions techniques de faisabilité d'un système électrique à forte proportion de renouvelables, y contribue certainement (voir encadré) – quoiqu'il n'explique pas encore les stratégies d'innovation à adopter pour se donner les meilleures chances de satisfaire ces conditions techniques. Il a en tout cas été l'occasion pour RTE de signaler que des projets substantiels en matière de lignes de transport d'électricité devront être mis en œuvre au-delà de 2030, pour un niveau d'investissements « pouvant atteindre l'ampleur connue lors de la constitution du parc nucléaire », les premiers projets devant être « décidés avant 2025 »<sup>19</sup>. À long terme, les projets nécessaires dépendront radicalement des choix et trajectoires de consommation et de production, dans de nombreuses dimensions<sup>20</sup>. Objectiver la manière dont le mix de production, mais aussi de consommation, détermine les projets de développement à mener sur les réseaux électriques est une tâche cruciale, qui relève notamment de l'expertise des gestionnaires de réseaux et passe inévitablement par l'écriture d'hypothèses explicites quant à la configuration détaillée future du système électrique.

---

<sup>18</sup> En France, mais aussi dans les pays voisins.

<sup>19</sup> Quant aux réseaux de distribution, Enedis a proposé des éléments en avril 2021 : voir « [Prospective du réseau public de distribution d'électricité](#) ».

<sup>20</sup> Par exemple, même à mix de production donné, une répartition territoriale différente des moyens de production a des conséquences fortes en matière de réseaux nécessaires.

## Encadré – Rapport AIE-RTE sur un mix 100 % renouvelable : de premiers éléments de diagnostic quant à un système à très forte proportion de renouvelables

La ministre de la Transition écologique et solidaire avait mandaté RTE en juin 2020 pour étudier la faisabilité d'un mix électrique 100 % renouvelable en 2050. Le gestionnaire de réseau, associé à l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a rendu son rapport<sup>21</sup> le 27 janvier 2021, en précisant qu'il se concentre sur la « faisabilité technique » d'un mix électrique avec une « forte proportion » d'énergies renouvelables (ENR).

Ce rapport rappelle la problématique bien connue d'intégration des ENR intermittentes (solaire photovoltaïque et éolien) dans le système électrique afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Les quatre conditions suivantes, cumulatives, sont détaillées :

- 1) **stabilité du système électrique.** Ce point est technique puisqu'il concerne le maintien de fréquence du réseau à 50 Hz et ceci de manière permanente et synchrone sur l'ensemble des pays de l'ouest de l'Europe. Le photovoltaïque pose une difficulté particulière car les points de production sont très répartis partout sur le territoire, si bien que leur contrôle demanderait une capacité de traitement et une rapidité de communication dépassant de loin ce qui est mis en œuvre aujourd'hui.
- 2) **sécurité d'alimentation.** Le principal défi, bien connu, est celui de l'équilibre entre l'offre et la demande, dans un contexte de variabilité des énergies éolienne et solaire, énergies de flux et non de stock. Un système électrique ne peut fonctionner sans un minimum de sources d'énergie pilotables<sup>22</sup> comme l'ont montré par exemple les *black-outs* californiens de l'été 2020. Les moyens de flexibilité à court terme sont le stockage, par batteries en particulier, ou le pilotage de la demande.
- 3) **réserves opérationnelles** pour gérer les longues périodes sans vent et sans soleil. Pour RTE-AIE, cela nécessite le développement de 40 à 60 GW de capacités pilotables d'ici 2050. Sachant qu'on ne peut plus compter sur les centrales thermiques fossiles, les seules solutions connues aujourd'hui sont les biocarburants et le biogaz, dont la ressource doit être précisément évaluée, ou l'hydrogène.
- 4) **développement du réseau.** Pour atteindre de hautes parts d'énergies renouvelables dans le mix électrique, les réseaux électriques devront être développés et adaptés de manière importante. Les réseaux de distribution sont en première ligne et RTE-AIE jugent que leur exploitation va devenir très compliquée, pour ne pas dire incontrôlable, en cas de décentralisation poussée du système. Le réseau de grand transport devra également être renforcé, comme le montre le cas de l'Allemagne.

En novembre 2019, France Stratégie a publié un document de travail sur l'avenir du réseau de distribution d'électricité<sup>23</sup> qui instruisait quelques défis principaux : les batteries sont encore chères pour les applications stationnaires, le pilotage de la demande fait face à des problèmes techniques de définition de protocole généralisé (Internet des objets), institutionnels (tarification), rentabilité et surtout de cybersécurité.

Au-delà de la faisabilité technique, les conséquences économiques, environnementales et sociales des différents scénarios doivent encore être évaluées.

<sup>21</sup> AIE-RTE (2021), *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility...*, *op. cit.*

<sup>22</sup> Voir France Stratégie (2021), « *Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe...* », *op. cit.*

<sup>23</sup> France Stratégie (2019), « *Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique* », par Étienne Beeker, document de travail, novembre.

## 5. À l'inverse, certains débats importants, voire urgents, ne se traitent pas uniquement par des modélisations systémiques complexes

Les débats relatifs à l'électrification des usages requièrent essentiellement de comparer les rendements des différentes chaînes techniques susceptibles de satisfaire un même usage, comparaisons à compléter par des analyses de cycle de vie. On constate alors l'intérêt<sup>24</sup>, dès le court terme, des véhicules électriques et des pompes à chaleur<sup>25</sup> ; et celui un peu plus lointain dans le temps, en raison du caractère encore très carboné de la production électrique européenne, des solutions de chauffage électrique moins efficaces<sup>26</sup>, ou encore de la production massive<sup>27</sup> d'hydrogène par électrolyse. Aborder ces sujets par des modèles complexes relevant de la « boîte noire », et par des scénarios électriques où de nombreux paramètres varient simultanément<sup>28</sup>, ne suffit vraisemblablement pas à la bonne identification de ces résultats.

Quant au débat sur d'éventuels EPR, force est de constater qu'il entraîne vers des échéances très lointaines : même si les éventuelles trois paires en discussion pourraient être mises en service entre 2034 et 2045, et donc jouer un rôle dans la trajectoire menant à 2050, c'est sur la seconde moitié du XXI<sup>e</sup> siècle, au moins, que serait vraisemblablement centrée l'exploitation de l'éventuel parc d'EPR. Une part substantielle, si ce n'est majoritaire, du débat semble donc devoir porter sur le rôle de ce parc entre 2050 et 2100. À ces échéances lointaines, l'exploration des incertitudes sera au moins aussi cruciale que celle des certitudes : la décision relative aux EPR, quelle qu'elle soit, relèvera inévitablement de la stratégie en univers incertain<sup>29</sup> davantage que de la maîtrise déterministe. Sans aucun doute des modélisations de systèmes électriques seront-elles utiles *in fine*, mais comme moyen d'analyser des propositions de stratégies, et donc après que diverses stratégies auront été proposées, plutôt que comme point d'entrée des débats.

## 6. Un aller-retour fréquent entre orientations politiques et analyses techniques sera incontournable

Au-delà du seul cas des éventuels EPR, les analyses purement techniques butent fréquemment sur des questions relevant de choix politiques. À titre d'exemple, les exports nets d'électricité depuis le système français vers nos voisins contribuent très significativement, en leur évitant de devoir produire cette électricité, à la réduction de

---

<sup>24</sup> Sous réserve de l'identification rigoureuse des présupposés et limites de validité de ces conclusions.

<sup>25</sup> Pour l'industrie comme pour le chauffage des bâtiments.

<sup>26</sup> Pour électrifier les applications industrielles à températures élevées.

<sup>27</sup> Par opposition à une production se concentrant sur les périodes limitées où le système électrique produit de l'électricité décarbonée en excédents – production qui pose toutefois d'autres questions de prévisibilité et de stockage des volumes produits.

<sup>28</sup> Et de manière très contrastée d'une étude à l'autre, quand par exemple le développement des véhicules électriques est abordé à parc de production électrique inchangé (*Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, *op. cit.*), tandis que celui de la production d'hydrogène par électrolyse l'est à parc adapté (RTE [2020], *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, janvier).

<sup>29</sup> En plus des multiples sources d'incertitudes déjà évoquées, il existe sans aucun doute des liens entre la décision relative aux EPR et les possibilités – évidemment entachées d'incertitudes – de prolonger la durée d'exploitation de certains réacteurs actuels bien au-delà de 60 ans.

leurs émissions territoriales de CO<sub>2</sub><sup>30</sup>. Le bilan prévisionnel récemment publié par RTE chiffre d'ailleurs ces réductions d'émissions à 32-37 MtCO<sub>2</sub>/an, à l'échéance 2030. Ces réductions d'émissions ne peuvent manifestement pas être ignorées, pour la construction des choix français. À l'inverse, leur accorder toujours le même poids que si elles étaient localisées en France pourrait aboutir à des configurations absurdes, où nous finirions par prendre en charge plus que notre part de l'effort de décarbonation, tandis que nos voisins seraient incités à se reposer sur nous. Entre ces deux extrêmes, le besoin d'orientations politiques est manifeste. À défaut de faire apparaître clairement les orientations de principe à trancher, les études techniques courent le risque de promouvoir de fait des choix politiques marqués<sup>31</sup>.

Nombreux sont pourtant les sujets qui appellent un dialogue entre orientations politiques et analyses techniques. Tel est le cas de la clarification même de certains objectifs de politique énergétique, et notamment des débats relatifs à une forme d'indépendance – ou plus probablement de maîtrise des interdépendances – énergétiques. Sûrement un tel dialogue est-il indispensable aussi concernant les approches à adopter face aux incertitudes majeures, sociétales comme industrielles, qui nous attendent sur le chemin de la neutralité carbone.

---

<sup>30</sup> Les premiers pays concernés sont aujourd'hui l'Italie puis le Royaume-Uni. L'électricité exportée s'appuie essentiellement sur le socle décarboné français, mais aussi en partie sur des productions carbonées appelées par le jeu du marché, et comptabilisées dans les émissions territoriales françaises.

<sup>31</sup> Ainsi fallait-il lire entre les lignes le rapport de RTE de janvier 2020 relatif à l'hydrogène (*La transition vers un hydrogène bas carbone*, *op. cit.*) pour retenir que, à court et moyen terme, la production massive d'hydrogène par électrolyse, si elle était déclenchée non seulement aux périodes qui y sont favorables, mais aussi sur des plages de temps plus large, dés-optimiserait dans ces plages de temps le fonctionnement du système électrique européen, et provoquerait, principalement à l'étranger, des surcroûts d'émissions deux fois supérieurs aux émissions évitées en France.