

Consommation électrique et neutralité carbone

Bertrand Château

@ 10168

Mots-clés : consommation, neutralité carbone, nucléaire, renouvelables, électricité

Deux visions s'opposent quant à la meilleure stratégie à mettre en œuvre pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050. D'un côté, une électrification généralisée des usages finals associée à une relance du nucléaire. De l'autre, un recours privilégié aux énergies renouvelables pour les usages thermiques, directement ou via les réseaux de chaleur, associé à plus de sobriété et à un mix électrique essentiellement renouvelable à terme. Ces deux visions conduisent à des projections de consommation d'électricité très différentes en 2050, dont on montre que, pour la première, elle serait proche de celle retenue par la SNBC, et qu'elle serait en retrait de 100 TWh pour la seconde. Le coût global du système électrique serait alors voisin pour les deux visions.

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à partir de 2050 : ses émissions annuelles anthropiques de gaz à effet de serre (GES), exprimées en équivalent CO₂, devront dès lors être entièrement compensées par les quantités de CO₂ prélevées chaque année dans l'atmosphère et stockées dans le sol, soit naturellement soit artificiellement. La production et la consommation d'énergie étant responsables à 70 % des émissions anthropiques de GES, c'est sur ce secteur que doivent porter en priorité les efforts pour atteindre la neutralité carbone. Les deux leviers majeurs pour réduire ces émissions sont le niveau de consommation d'énergie et la part des énergies fossiles dans cette consommation, soit directement au niveau des usages finals (chauffage, mobilité, etc.), soit indirectement pour produire l'électricité, l'hydrogène et la chaleur de réseau consommés dans ces usages. Dans le premier cas (usages finals), cela suppose de remplacer les combustibles fossiles soit par des énergies non carbonées, comme l'électricité, la chaleur de réseau, le solaire thermique, la géothermie ou l'hydrogène, soit par des combustibles

globalement neutres ou faiblement émetteurs de GES, comme la biomasse, le biogaz ou les biocarburants. Dans le second cas (production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur), cela suppose soit de changer de technologie et de remplacer les centrales thermiques classiques par d'autres modes de production valorisant les énergies non carbonées, comme l'hydraulique, le solaire, l'éolien, l'hydrogène, le nucléaire ou l'énergie marémotrice, soit, si l'on garde la même technologie, de remplacer les combustibles fossiles par des combustibles neutres ou faiblement émetteurs de GES, comme la biomasse, le biogaz ou les déchets.

La maîtrise de la consommation d'énergie est le premier levier de politique énergétique pour atteindre la neutralité carbone et maîtriser son coût. Avant le choix de tel ou tel mix énergétique, tant au niveau des usages finals que pour la production d'électricité et de chaleur. Cette évidence fait aujourd'hui l'objet d'un large consensus. Mais dans quelle mesure ce premier levier est-il indépendant du second ? Dans quelle mesure le degré de maîtrise de la

consommation d'énergie peut-il être influencé, déterminé, par le choix du mix énergétique? Et plus spécifiquement, dans quelle mesure la maîtrise de la consommation d'électricité peut-elle être influencée, déterminée, par le mix de production d'électricité? De la réponse à ces questions dépendra *in fine* l'ampleur du coût que la société française devra supporter pour atteindre la neutralité carbone.

Deux visions de la consommation d'électricité à 2050

Selon la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) [Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2020], tendre vers la neutralité carbone exigera une forte électrification des usages énergétiques dans tous les secteurs, combinée à une production d'électricité décarbonée. La projection de référence de la SNBC indique une consommation d'électricité de 650 TWh en 2050, pertes de transport-distribution comprises. Cette projection, qui s'inscrit dans une baisse de 50 % de la consommation finale d'énergie d'ici 2050, n'est toutefois pas associée à un mix particulier de production électrique. Elle est présentée par la SNBC comme indicative, autrement dit comme une sorte de pivot autour duquel doit s'articuler la réflexion prospective sur la demande.

Dans le prolongement de la SNBC, plusieurs travaux de prospective énergétique sur la neutralité carbone à l'horizon 2050 ont été rendus publics fin 2021, début 2022. RTE (Réseau de Transport d'Électricité) a présenté le 16 février 2022 la version finale de son rapport «Futurs énergétiques 2050» centré sur les déclinaisons possibles du système électrique à 2050 permettant de répondre à la consommation d'électricité 2050 de la SNBC et d'atteindre simultanément la neutralité carbone. L'ONG négaWatt a présenté en décembre 2021 la nouvelle mouture de son scénario négaWatt à 2050, qui couvre l'ensemble de l'énergie et qui est adossé, fait nouveau, à un scénario négaMat traitant des besoins en matériaux. L'ADEME a délivré début 2022 ses différents scénarios de neutralité carbone en 2050, eux aussi couvrant l'ensemble

des énergies, et considérant différentes trajectoires de consommation d'électricité.

RTE s'est appuyé dans un premier temps sur la seule projection de la SNBC de consommation d'électricité à 2050, et a porté son effort sur l'exploration de différentes configurations du mix électrique pour répondre à cette demande sous la contrainte de la neutralité carbone. Les retours des entreprises, des institutions et des organismes non institutionnels à la consultation publique organisée par RTE ont mis en exergue la nécessité de considérer d'autres trajectoires de consommation électrique que celle retenue par la SNBC. Ces retours se partageaient, grosso modo, en deux courants majoritaires. Le premier, plutôt en soutien à un fort développement des énergies renouvelables, insistait sur une insuffisante prise en compte des opportunités d'utilisation directe des énergies renouvelables dans les usages finals de l'énergie et de maîtrise de la consommation d'électricité dans la projection de référence de la SNBC. Le second, plutôt en soutien à une relance de l'énergie nucléaire, déplorait une trop grande timidité de cette projection quant aux opportunités d'électrification des usages finals. RTE, prenant acte de ces retours, a décidé de confronter les différentes options retenues pour le mix électrique à différentes variantes de consommation électrique.

Les travaux menés par négaWatt et l'ADEME envisagent tous des consommations électriques en 2050 nettement en retrait de la projection de référence de la SNBC, et se rapprochant de la variante basse considérée par RTE.

Ces divergences de vues sur la dynamique de la consommation d'électricité propre à atteindre la neutralité carbone 2050 ne sont pas dues à des hypothèses différentes sur le développement de l'économie. Elles tiennent aux différences d'appréciation sur deux sujets majeurs : le degré d'électrification des différents usages finals de l'énergie, le degré de maîtrise de la consommation d'électricité par la sobriété et les gains d'efficacité. Ces deux sujets semblent de fait intimement liés à l'évolution du mix énergétique envisagé, et plus

particulièrement aux rôles respectifs dévolus aux énergies renouvelables en général d'un côté, à l'énergie nucléaire de l'autre.

Mix électrique et électrification des usages

L'électrification des usages énergétiques est un des moyens de chasser les combustibles fossiles — gaz, pétrole, charbon — des usages énergétiques, à la fois pour réduire les émissions de CO₂ et pour réduire la dépendance aux importations. Mais à deux conditions. D'abord, et c'est évident, que l'électricité ne soit pas elle-même produite à partir de combustibles fossiles. Mais aussi, qu'elle ne soit pas produite à partir d'énergies non — ou faiblement — carbonées qui pourraient être utilisées directement dans les usages énergétiques avec une meilleure efficacité d'ensemble. Si l'électricité est produite à partir de l'énergie nucléaire, seule l'électrification massive des usages énergétiques permet d'en chasser les combustibles fossiles puisque l'énergie nucléaire ne peut jamais être utilisée en l'état, dans aucun usage, sauf exception rarissime. Si l'électricité est produite à partir d'énergies renouvelables, l'intérêt d'électrifier les usages de l'énergie dépend de leur nature. Pour l'ensemble des usages thermiques à basse température (eau chaude et chauffage, soit 30 % environ de la consommation totale d'énergie), l'énergie solaire, la biomasse, la géothermie, les déchets (via le chauffage urbain), le biogaz, peuvent être utilisés directement, et ne nécessitent en aucune façon l'électrification. Pour les usages thermiques à haute température et la mobilité, une partie peut être satisfaite directement par les renouvelables (biocarburants, biogaz, biomasse), plus ou moins importante selon les arbitrages sur l'usage des sols, une autre partie restera probablement durablement attachée aux combustibles fossiles (notamment dans la chimie organique), seul le reste devant effectivement être électrifié.

Mix électrique, gains d'efficacité énergétique et sobriété

Au-delà des aspects réglementaires, les gains d'efficacité énergétique et les comportements (sobriété) sont étroitement liés au signal prix. Pour l'électricité, le signal prix est fortement déterminé par la structure des coûts de production. Les équipements nucléaires, hydrauliques, solaires, éoliens, marémoteurs, se caractérisent par des coûts fixes en capital considérables, et des coûts variables faibles (nucléaire) ou très faibles (renouvelables), par rapport à ceux basés sur les combustibles. Leur coût moyen de production est ainsi beaucoup plus fortement lié au facteur de charge. Il y a néanmoins une différence importante entre les équipements dits « pilotables », nucléaire, hydraulique, énergie marémotrice, et ceux dits « variables », solaire et éolien. Dans le premier cas, le facteur de charge augmente généralement quand la consommation électrique — et donc leur production — augmente, entraînant systématiquement une baisse du coût moyen de production. D'où une forte incitation à stimuler la demande d'électricité si l'on veut baisser les coûts. En revanche, pour le solaire et l'éolien, le facteur de charge est d'abord déterminé par les conditions météorologiques, et beaucoup moins par la consommation électrique. En plus, la variabilité impose la mise en place de solutions de flexibilité (batteries, centrales thermiques à partir de gaz décarboné) pour garantir la fourniture d'électricité en temps et en qualité. Plus la consommation électrique augmente, plus on a besoin de solutions de flexibilité, et donc plus le coût moyen du kilowattheure augmente. D'où une forte incitation à maîtriser l'évolution de la consommation si l'on veut limiter la hausse des coûts.

En conséquence, dans un mix électrique fortement dominé par le nucléaire, l'hydraulique ou l'énergie marémotrice, la croissance de la consommation électrique tend à faire diminuer le coût moyen de production, ce qui contribue à limiter la hausse des prix de l'électricité aux consommateurs finals, voire à les faire baisser en termes réels. Les producteurs cherchent donc à stimuler la demande pour faire baisser

les coûts de production, les consommateurs sont peu incités aux gains d'efficacité et aux comportements sobres du fait de la modération des prix, rien n'entrave la croissance de la consommation électrique.

Par contre, on a l'effet inverse dans un mix électrique fortement dominé par l'éolien et le solaire. Le coût moyen de délivrance du kilowattheure et le signal prix s'accroissent avec la croissance de la consommation électrique du fait du recours accru aux solutions de flexibilité, quand bien même le coût marginal de production des équipements solaire et éolien est nul. Les producteurs n'ont plus aucun intérêt

à stimuler la demande électrique, les consommateurs sont fortement incités aux gains d'efficacité et aux comportements sobres, les freins à la croissance de la consommation électrique sont puissants.

Mix électrique et consommation d'électricité : la preuve par les faits

L'annonce faite par le président Macron le 10 février 2022 à Belfort de son souhait de relancer vigoureusement le nucléaire en France confirme, s'il en était besoin, le lien entre mix électrique et consommation. Il a explicitement lié cette relance à la perspective d'une très

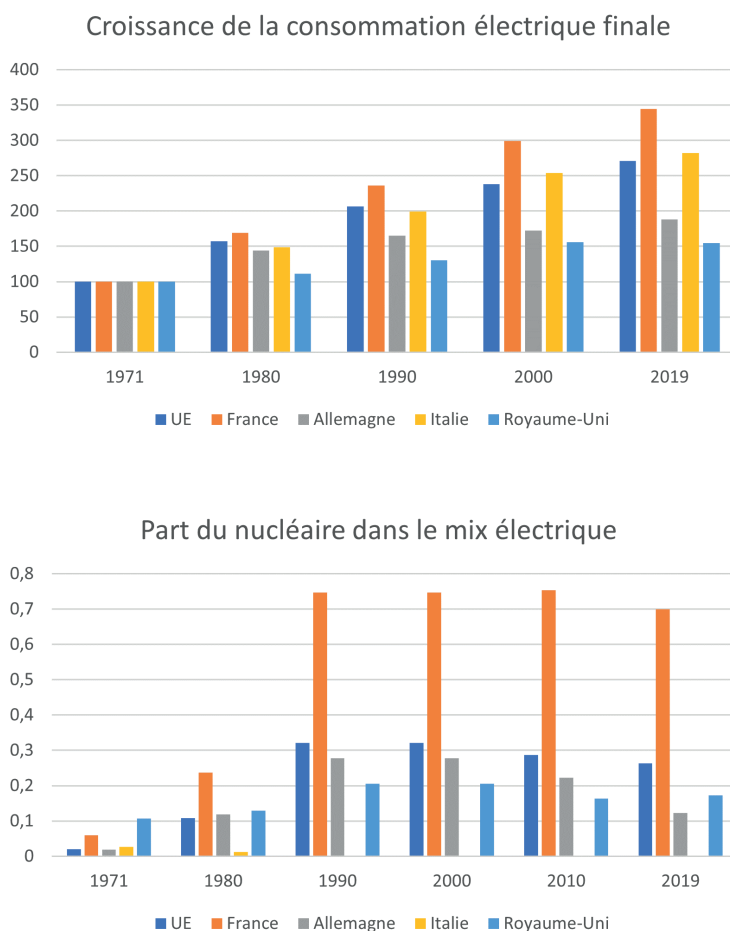


Figure 1. Part du nucléaire et consommation d'électricité en Europe

Source : Enerdata, GlobalStat

forte croissance de la consommation d'électricité (+60 % entre 2019 et 2050), bien au-delà de celle retenue par la SNBC, voisine de la variante la plus haute de RTE. Ce lien organique entre promotion du nucléaire et perspectives de forte consommation d'électricité n'est pas nouveau. Dans les années 1970, la justification économique du premier programme nucléaire français s'est appuyée sur de telles perspectives, perspectives systématiquement démenties depuis par les faits¹.

En France, le fort développement du nucléaire depuis 40 ans a bien eu un effet spécifique incontestable d'entraînement à la hausse de la consommation électrique, dans le sillage du slogan de l'époque «tout électrique, tout nucléaire». La part du nucléaire dans le mix électrique et la consommation d'électricité ont cru en France, simultanément, beaucoup plus rapidement que partout ailleurs en Europe².

Deux visions stratégiques se font face, mais pour quelles consommations électriques en 2050?

Deux visions largement opposées du système énergétique et électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone en 2050 se font donc face. Ces deux visions ont chacune leur cohérence propre, c'est-à-dire une aptitude à décrire un futur susceptible de se produire réellement. Mais quels niveaux de consommation électrique impliquent-elles réellement en 2050? À quelle vision rattacher la projection de la SNBC (650 TWh)? Comment apprécier le degré de cohérence entre les options de mix électrique retenues dans les scénarios RTE et les variantes de consommation d'électricité en 2050?

La réponse à ces questions est essentielle, car elle détermine en partie l'appréciation du coût que devront supporter les consommateurs pour satisfaire leurs besoins énergétiques, soit sous forme d'achat de produits énergétiques (électricité de réseau, gaz, chaleur, bois, etc.), soit sous forme d'investissements à réaliser (solaire photovoltaïque ou thermique individuel, isolation du logement, etc.).

Pertinence et biais des projections énergétiques à long terme³

La confrontation à la réalité des prospectives énergétiques menées par les pouvoirs publics ces 25 dernières années pour l'horizon 2020 [CGP, 1997; MIES, 2001; DGEMP, 2005] permet de mieux comprendre la pertinence des scénarios énergétiques construits à ces occasions, leurs apports à l'éclairage du futur, mais révèle également les risques de biais propres à ces exercices.

Ces prospectives considèrent systématiquement un scénario «tendanciel», c'est-à-dire la poursuite des tendances historiques, modulo les changements déjà actés dans les politiques énergétiques. Pour la plupart d'entre elles, on y retrouve également un scénario «environnemental», décrivant les effets attendus de changements additionnels dans les politiques énergétiques visant explicitement la réduction des impacts environnementaux, notamment climatiques, liés à l'énergie.

Globalement, les scénarios ont systématiquement surestimé l'accroissement réel de la consommation d'énergie

Tous les scénarios «tendanciels», quelle que soit l'année où ils ont été construits, projetaient pour 2020 des consommations d'énergie significativement plus élevées que la consommation réelle observée en 2019⁴. Même constat pour les scénarios «environnementaux», bien que les écarts avec la réalité soient nettement plus faibles, voire inexistant [CGP, 1992].

Ce constat dit deux choses. D'abord que les tendances historiques ont été systématiquement et continûment incurvées dans le sens d'une moindre croissance de la consommation d'énergie, traduisant une dynamique d'efficacité énergétique croissante dans les usages de l'énergie. Ensuite que les actions menées pour maîtriser la consommation énergétique, notamment sous l'impulsion des organisations internationales (ONU/protocole de Kyoto, UE), ont été globalement couronnées de succès dans les proportions souhaitées.

On retrouve le même constat pour l'électricité pour tous les scénarios «tendanciels» : consommations d'électricité anticipées pour 2020 bien au-delà du niveau réel observé en 2019. En revanche, ce n'est généralement pas le cas pour les scénarios «environnementaux».

Un autre constat s'impose. Les scénarios «environnementaux», s'ils cadrent mieux avec la réalité observée, présentent néanmoins une anomalie sérieuse : plus récente est la prospective, plus grands sont les écarts avec l'évolution réelle de la consommation à 2020, alors qu'en principe ce devrait être l'inverse. Cette anomalie révèle une source de biais importante dans tous ces scénarios construits par les pouvoirs publics : une mésestimation des dynamiques structurelles dans les transports et dans l'industrie, et ce de façon systématique et similaire quel que soit le scénario, conduisant à des biais d'autant plus importants que les prévisions sont récentes.

Le volontarisme politique, une importante source de biais pour l'industrie et les transports

Pour l'industrie, la consommation réelle d'énergie n'a cessé de décroître depuis une trentaine d'années : -5 Mtep de 1992 à 2019, -6 Mtep depuis 1997 et -10 Mtep depuis 2001. Cette baisse n'a été anticipée dans quasiment aucun scénario «tendanciel» (hormis [DGEMP, 2001]), et n'a pas été non plus anticipée — ou a été sous-estimée — dans tous les scénarios «environnementaux».

La raison principale de ce biais systématique des scénarios tient à une mauvaise appréciation des changements structurels au sein du système productif, notamment du poids des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE). Or il se trouve que dans la plupart de ces exercices prospectifs (hormis le CGP), les hypothèses relatives aux changements structurels ont été largement imposées par l'administration en charge du développement industriel, indépendamment du contenu effectif des scénarios énergétiques, avec des biais d'autant plus forts que l'année de construction des scénarios se rapprochait de 2020.

Le même biais affecte l'électricité : on observe une stabilité ou une faible baisse de la consommation réelle d'électricité de l'industrie, quelle que soit la période de référence, alors que tous les scénarios sans exception envisageaient une hausse.

Pour les transports, la hausse réelle de la consommation d'énergie des transports a été faible, bien en deçà de ce qui était projeté dans tous les scénarios. Les scénarios «environnementaux» se rapprochent certes de la réalité observée, mais restent toutefois supérieurs. Les écarts avec la consommation réelle observée en 2019 pour les scénarios «tendanciels» sont eux beaucoup plus importants.

Pour l'essentiel, ce biais vient d'une surestimation systématique de la progression des trafics. Hormis pour le CGP, cette surestimation vient de ce que les hypothèses de croissance des trafics inscrites dans les politiques «transport» officielles ont été largement imposées dans les scénarios énergétiques, indépendamment de leur contenu, avec donc des biais d'autant plus forts que l'année de construction des scénarios se rapprochait de 2020.

Quels enseignements ?

Incontestablement, dans leurs grandes lignes, les scénarios «environnementaux» se sont avérés nettement plus proches des évolutions énergétiques constatées que les scénarios «tendanciels».

Toutefois, l'emprise trop forte des visées volontaristes inscrites dans les politiques sectorielles a conduit systématiquement à des biais à la hausse des projections des consommations énergétiques de l'industrie et des transports, tant pour l'ensemble de l'énergie consommée que pour l'électricité.

L'exemple du CGP, qui se caractérisait à la fois par son indépendance par rapport aux administrations sectorielles, et par la diversité des groupes d'experts chargés de construire les scénarios, montre qu'il est possible de limiter fortement ces sources de biais.

Ces enseignements posent aujourd'hui une question importante au regard de la robustesse de la projection de consommation électrique retenue par RTE : dans quelle mesure la construction du scénario de référence de la SNBC a-t-elle été affectée par ce type de biais ?

L'apport des scénarios «facteur 4» pour évaluer le scénario SNBC

Si l'enjeu de la neutralité carbone est relativement récent, la prospective s'est intéressée de longue date aux impacts énergétiques d'une forte contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) à 2050, résumée par le «facteur 4», c'est-à-dire une réduction par 4 des émissions des GES entre 1990 et 2050. Comparer ces scénarios «facteur 4» pour 2050 au scénario de référence de la SNBC permet de porter un regard externe sur la construction de ce scénario SNBC : dans quelle mesure les points de divergence et de convergence confortent-ils la robustesse de la projection des consommations d'électricité de la SNBC ? que disent-ils de la signification et des degrés de liberté de cette projection ?

Transports, énergie et réduction drastique des émissions de GES : le programme «mobilité durable» du PREDIT

Les recherches menées par Enerdata et le Laboratoire d'Économie des Transports (LET) sur la mobilité durable, financées par l'ADEME et la DRAST dans le cadre du PREDIT du ministère des Transports, de 2001 à 2010, ont fortement contribué à la réflexion prospective sur les interactions mobilité-énergie-CO₂ à l'horizon 2050 et leurs implications économiques, politiques et sociales, dans le cadre de la contrainte «facteur 4».

La mobilité des personnes et le partage modal y sont appréhendés selon une approche croisant usage du temps, relation entre revenu, valeur du temps et vitesse, démographie et spatialisation. La mobilité des marchandises et le partage modal y sont appréhendés selon une approche croisant les spécificités

des marchandises au regard des valeurs par tonne, les localisations des productions et des consommations, le commerce international, le coût de la vitesse. La dynamique technologique y est appréhendée à partir de lois de survie des équipements et de l'introduction de technologies nouvelles, notamment hybrides et électriques, permettant de lier de façon robuste l'état des parcs en 2050 aux dates d'introduction des technologies dans les immatriculations neuves.

Trois scénarios contrastés ont été étudiés, croisant les incertitudes sur la dynamique future de la mobilité et celles sur les modèles de croissance. Ces scénarios s'émancipent complètement des politiques «transport» en vigueur.

L'un des scénarios, «HESTIA», est un scénario de rupture par rapport aux décennies passées, sur le plan des comportements de mobilité, comme sur celui des comportements de consommation. En partie subies, en partie voulues, ces ruptures ont en commun de placer la durabilité (sociale, environnementale) au cœur du développement, et non comme un «plus», une fois les aspirations matérielles satisfaites. Il suppose une accélération de la prise de conscience sur la fragilité croissante du modèle actuel de consommation, et renforce les troupes de ceux qui appellent de leurs vœux une «autre» croissance. Le phénomène s'amplifie jusqu'à trouver des relais politiques vigoureux, qui impulsent et font accepter par l'opinion publique les contraintes fortes que l'on retrouve dans un tel scénario.

Ce scénario s'approche fortement de la logique d'ensemble de la SNBC, tant pour ce qui est des comportements de mobilité et de consommation, que pour les hypothèses démographiques et économiques. On y retrouve des hypothèses voisines, bien que moins ambitieuses, concernant l'électrification des véhicules routiers. Une variante du scénario «HESTIA», plus en phase avec la SNBC, suppose une électrification complète des véhicules légers et des bus urbains en 2050. Dans cette variante, le scénario «HESTIA» aboutit à

une consommation totale d'énergie des transports légèrement supérieure à celle de la SNBC en 2050 (211 TWh contre 200), mais à une consommation d'électricité maximale en retrait de 24 % par rapport à celle de la SNBC (76 TWh contre 100). En contrepartie, la consommation minimale de carburants alternatifs (biocarburants, H₂, produits pétroliers) est un peu supérieure dans «HESTIA» par rapport à la SNBC, notamment du fait des transports routiers de marchandises.

L'industrie, l'énergie et les émissions de GES : les enseignements des perspectives «facteur 4»

Entre 2003 et 2010, la DGEC, le CAS (Centre d'Analyse Stratégique) et l'ADEME ont exploré la faisabilité d'une division par 4 des émissions de GES entre 1990 et 2050. Les scénarios construits à cette fin sont ceux qui s'approchent le plus de celui de la SNBC, même si l'objectif de réduction des émissions de GES, quoique très ambitieux, est un peu en retrait de la neutralité carbone.

Les projections des scénarios F4 ont été établies en prenant d'abord en compte l'impact des politiques et mesures hors tarification du carbone, puis en introduisant une tarification du carbone adéquate pour atteindre la division par 4 des émissions de CO₂ en 2050.

On limitera ici la comparaison SNBC/F4 au scénario du CAS. Ce scénario montre des niveaux de consommation totale anticipés pour 2050 pour l'industrie assez voisins de ceux de la SNBC : 250 TWh pour la SNBC, 236 TWh pour le scénario F4 du CAS. En revanche, les projections concernant la consommation d'électricité divergent notablement : 180 TWh pour la SNBC, 138 TWh pour le scénario F4. Les consommations projetées pour les renouvelables sont voisines (autour de 30 TWh), tandis que celles des autres combustibles sont deux fois plus élevées dans F4 (65 TWh) que dans la SNBC (30 TWh).

Ces projections F4 du CAS s'appuient sur des hypothèses structurelles concernant l'industrie

encore empreinte d'un fort volontarisme politique, pour les mêmes raisons que celles mentionnées plus haut pour les perspectives historiques à 2020. Concernant les industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE), on y retrouve des hypothèses extrêmement ambitieuses, par exemple :

- Production d'acier brut en 2050 supérieure de +40 % par rapport à celle de 2019,
- Production de papier 4 fois plus élevée en 2050 qu'en 2019.

Il est clair aujourd'hui, que même dans une optique de réindustrialisation de la France, ces niveaux de production ne seront très probablement jamais au rendez-vous, et ce d'autant plus dans une logique de baisse du recours aux matériaux de base dans l'économie (cf. le scénario «négaMat» de négaWatt). L'ensemble des IGCE contribuant à près des deux tiers de la consommation énergétique de l'industrie, il est probable que les projections énergétiques de l'industrie de ce scénario F4 sont, elles aussi, nettement biaisées à la hausse. Cela vaut particulièrement pour l'électricité : par exemple, l'industrie des métaux et celle du papier, dont les productions en 2050 sont à l'évidence nettement surestimées dans le scénario F4, pèsent respectivement pour 15 % et pour 20 % de la consommation totale d'électricité de l'industrie en 2050 dans ce scénario, soit près de 50 TWh pour les deux industries. Même en supposant une électrification plus poussée des usages industriels dans le scénario F4, par exemple en remplaçant 30 TWh de combustibles résiduels par 15 TWh additionnels d'électricité en 2050 (du fait des différences de rendement), ce scénario montre que la consommation maximale d'électricité de l'industrie ne devrait vraisemblablement pas dépasser 130-135 TWh en 2050 dans l'optique de la neutralité carbone, soit 45-50 TWh de moins que la consommation 2050 retenue par la SNBC.

Les bâtiments, l'énergie et les émissions de GES : les enseignements des prospectives «facteur 4»

Comme pour l'industrie, les scénarios F4 ont été établis en deux temps : d'abord en ne prenant en compte que l'impact des politiques et mesures hors tarification du carbone, puis avec tarification du carbone nécessaire pour atteindre la division par 4 des émissions de CO₂ en 2050.

On limitera ici aussi cette comparaison SNBC versus facteur 4 au seul scénario F4 du CAS. C'est sur ce secteur des bâtiments que l'on constate les plus grosses différences entre les deux scénarios, tant pour la consommation totale que pour la consommation d'électricité : 609 TWh pour le scénario F4 contre 460 TWh pour la SNBC pour la consommation totale, 316 TWh pour F4 contre 250 pour la SNBC pour l'électricité. Ces différences proviennent, semble-t-il, d'hypothèses beaucoup plus volontaristes sur l'efficacité énergétique dans la SNBC, en phase avec l'objectif de neutralité carbone, notamment sur la réhabilitation thermique des bâtiments existants. La part de l'électricité dans la consommation totale étant similaire pour les deux scénarios (52 % dans F4, 54 % dans SNBC), on peut en déduire des visions similaires sur le degré de pénétration de l'électricité dans les usages énergétiques des bâtiments. Autrement dit, si l'on revisitait le scénario F4 avec les hypothèses de la SNBC sur l'efficacité énergétique des bâtiments, les projections de consommation d'électricité des bâtiments seraient voisines dans les deux scénarios.

Mix électrique et dynamique de consommation : quelles conclusions?

Les scénarios comparés ci-dessus obéissent tous à une même logique : évaluer d'abord les besoins à satisfaire et les consommations d'énergie que cela implique, évaluer ensuite la meilleure façon d'y répondre en fonction des objectifs environnementaux et des contraintes économiques. Ils sont donc muets sur la question posée au départ, à savoir comment la

façon de répondre aux besoins, en particulier le mix de production électrique, impacte la dynamique des besoins, et des consommations qu'ils impliquent.

Pour autant, ils nous renseignent sur deux points-clés : les sources de biais dans la construction des scénarios à prendre en compte dans l'interprétation des projections, les degrés de liberté quant à l'appréciation des consommations d'électricité compatibles avec la neutralité carbone.

À partir de là, on peut tenter de donner un contenu plus précis aux deux visions de la consommation future d'électricité évoquées plus haut, en associant de façon cohérente une option particulière de mix électrique avec la dynamique de consommation d'électricité qui lui correspond le mieux.

Interpréter le scénario SNBC selon les hypothèses de mix de production électrique

Pour les bâtiments, le scénario de référence SNBC considère des gains d'efficacité énergétique considérables et un très large développement de l'électricité dans la plupart des usages, moindre pour le chauffage du fait du chauffage urbain. Dans un avenir énergétique faisant une large place à l'énergie nucléaire, cela paraît globalement pertinent, à l'exception toutefois d'une probable sous-estimation de la pénétration de l'électricité dans le chauffage. En revanche, si l'on renonce au nouveau nucléaire, comme on l'a montré plus haut, il n'y a aucun intérêt à ce que l'électricité pénètre dans les usages thermiques à basse température, même au niveau envisagé par la SNBC. Pour les autres usages électriques, l'effet-prix fera que les gains d'efficacité et les effets de la sobriété seront d'autant plus forts que la part des renouvelables, en particulier le solaire photovoltaïque décentralisé, sera importante⁵.

Pour l'industrie, la projection de référence SNBC envisage une croissance de plus de 50 % de la consommation électrique de ce secteur d'ici 2050. Une telle projection ne laisse pas de surprendre quand on la met en perspective

avec ce qui se passe depuis une trentaine d'années. La consommation d'électricité de l'industrie stagne en effet depuis 30 ans autour de 120 TWh, malgré un mouvement continu d'électrification des usages. On peut certes s'attendre à une certaine croissance à l'avenir si la réindustrialisation dont on parle tant se matérialise, et du fait de l'électrification accentuée des usages énergétiques industriels pour répondre à la neutralité carbone. C'est évident dans l'hypothèse d'une relance du nucléaire, mais certainement pas à la hauteur de ce qui est suggéré par la SNBC comme on l'a montré plus haut. Dans un avenir sans nouveau nucléaire, où l'anticipation du prix de l'électricité pour l'industrie pourrait être plus élevée, on doit s'attendre à la recherche d'une plus grande efficacité énergétique des process électriques et à un intérêt économique accru des combustibles neutres sur le plan des émissions de GES, et donc *in fine* à une moindre croissance — si croissance il y a — de la consommation d'électricité. À cet égard, il n'est pas inutile de rappeler ce qu'on a montré plus haut, à savoir que depuis 30 ans, toutes les prévisions énergétiques officielles à long terme ont toujours fortement surestimé l'évolution réelle de la consommation d'énergie et d'électricité de l'industrie.

Pour le transport, la projection de la consommation d'électricité de la SNBC apparaît forte, en tout état de cause, au regard des perspectives «mobilité durable», comme on l'a montré plus haut. À l'extrême rigueur, elle pourrait se concevoir dans l'hypothèse d'une relance du nucléaire. En revanche, elle serait nettement surestimée dans un avenir sans nouveau nucléaire, surestimation d'autant plus forte que la production solaire photovoltaïque décentralisée serait importante⁶.

La SNBC projette également la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène, ce qui n'apparaissait pas spécifiquement dans les perspectives «facteur 4». Rappelons les 3 nouveaux usages majeurs envisagés pour l'hydrogène, au-delà des usages industriels process existant déjà : combustible décarboné, notamment pour l'industrie, carburant décarboné

pour les transports lourds, combustible décarboné pour la production d'appoint d'électricité dans le cadre de la garantie de fourniture. La projection SNBC ne considère que les deux premiers de ces nouveaux usages, ce qui est logique dans l'optique d'une relance du nucléaire. Dans l'hypothèse inverse, l'hydrogène jouera probablement un rôle central dans la mise en place des solutions de flexibilité nécessaire pour garantir la fourniture d'électricité en temps et en qualité. L'hydrogène produit grâce aux surplus d'électricité éolienne et solaire (quand la capacité de production dépasse les besoins) devient une forme de stockage à moyen-long terme de l'électricité renouvelable, comme aujourd'hui l'eau remontée dans les barrages supérieurs des STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) est la forme de stockage de l'électricité produite par le nucléaire pour compenser son manque de flexibilité. Toutefois, tout comme l'électricité consommée par les STEP, l'électricité nécessaire pour produire cet hydrogène n'est pas comptabilisée dans la consommation finale (contrairement aux autres usages de l'hydrogène). Il est donc logique qu'elle n'apparaisse pas dans les projections de la SNBC, quelle que soit finalement l'hypothèse retenue sur le mix de production électrique.

En conclusion, la projection SNBC pourrait s'avérer globalement cohérente en volume avec un mix électrique faisant une place importante au nouveau nucléaire, avec toutefois quelques modifications sectorielles (plus dans les bâtiments, moins dans l'industrie). Mais dans l'hypothèse contraire, sans nouveau nucléaire, elle serait alors fatalement surévaluée, toutes choses égales par ailleurs (même croissance économique, même niveau de satisfaction des besoins). Pour fixer les idées, si on réfère aux travaux prospectifs passés et en cours (négaWatt, ADEME notamment), une différence de l'ordre de 100 TWh en 2050 entre ces deux avenir avec et sans nouveau nucléaire ne paraît pas déraisonnable⁷.

Retour sur RTE : coupler variantes de consommation et mix de production pour un nouvel éclairage économique

Dans son étude sur le coût global du système électrique qu'imposerait la neutralité carbone en 2050, RTE a procédé en deux temps. Il a calculé d'abord le coût global induit par un même niveau de besoins électriques à satisfaire en 2050 (650 TWh), selon les différentes options de mix de production électrique. Ensuite, il a repris le même calcul pour chacune des variantes de consommation. Comme on pouvait s'y attendre, et comme l'a souligné RTE, cette seconde étape ne pouvait toutefois pas apporter d'enseignements nouveaux significatifs sur l'économie comparée des différents mix, par rapport à l'analyse de départ, puisque l'effet «volume» (lié au niveau de consommation) n'était pas discriminé selon les mix électriques considérés. Seule une comparaison de configurations globales cohérentes, mix de production et volume de consommation, aurait permis d'éviter cet écueil et de donner une vision plus juste et plus fondée de l'économie comparée des systèmes.

Une lecture attentive du rapport final de RTE [RTE, 2022] montre toutefois que tout nouveau nucléaire associé à la consommation retenue pour la SNBC conduirait à un coût global du système électrique voisin, voire plus élevé dans certains cas, que celui qu'induirait des options sans nouveau nucléaire associées à des consommations plus faibles de 100 TWh. Certes, l'absence de nouveau nucléaire induirait, au-delà du système électrique, des coûts supplémentaires d'investissement pour une plus grande efficacité énergétique et pour un recours accru aux énergies renouvelables, soit directement (solaire thermique, géothermie, biomasse, combustibles non carbonés), soit via les réseaux de chaleur (biomasse, biogaz, déchets). Mais, comme le souligne RTE, «de manière générale, l'absence d'écart "du simple au double" entre les coûts projetés pour les scénarios renforce la pertinence d'une appréciation des scénarios fondée sur plusieurs indicateurs qui ne soient pas exclusivement de caractère économique, mais prennent également

en compte les enjeux industriels, environnementaux et sociétaux». La prise en compte des couplages logiques entre dynamique de consommation et mix électrique, de par son incidence sur la comparaison des coûts, donne un sens encore plus fort à cette remarque.

RÉFÉRENCES

- Château Bertrand, 2020. «Les prévisions officielles de demande d'énergie à 2020 pour la France», *La Revue de l'Énergie*, n° 652 et 653.
- Commissariat Général du Plan (CGP), 1997. Étude «Énergie 2010-2020».
- Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP), 2005. Étude pour une prospective énergétique concernant la France.
- Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2020. Stratégie nationale bas carbone, mars 2020.
- Mission Interministérielle sur l'Effet de Serre (MIES), 2001. Plan National de Lutte contre le Changement Climatique (PNLCC).
- RTE, 2022. «Futurs énergétiques 2050», chapitre 11, p. 592, graphique 11-48.

NOTES

1. Le programme Messmer (premier développement de l'électronucléaire) était ainsi basé sur des projections de consommation électrique très élevées, 360 TWh pour l'an 1985 contre 160 TWh en 1973 (CGP, 1973), 1000 TWh pour l'an 2000 (EDF et CEA). Déjà fortement contestées à l'époque (IEJE, *Alternatives au nucléaire*, PUG, 1975), ces projections se sont révélées finalement très supérieures aux consommations réelles observées : +111 TWh (+45 %) en 1985, +615 TWh (+160 %) en 2000!
2. Une forte croissance est observée également en Italie, quoique dans une moindre mesure, mais cela provient essentiellement d'un phénomène de rattrapage lié à la croissance économique, l'Italie ayant en 1971 un niveau de consommation électrique par habitant inférieur de plus de 25 % par rapport à la France. En 2019, l'électricité compte pour 21 % de la consommation finale en Italie, et 25 % en France.
3. Cette section emprunte largement à [Château, 2020].

4. Les projections énergétiques à 2020 ont été «redressées» pour tenir compte de l'évolution réelle du PIB et de la population jusqu'en 2019.

5. Les autoproducteurs autoconsommateurs d'électricité photovoltaïque cherchent naturellement à maximiser les niveaux de satisfaction de leurs besoins tout en minimisant le coût de leur système (m² de capteurs et capacité de stockage en kilowattheures des batteries). Ils jouent pour cela sur une moindre électrification des usages, de meilleures performances pour leurs équipements électriques, des modalités d'utilisation réduisant les appels maxima de puissance, et une plus grande sobriété dans l'utilisation de ces équipements. Ce phénomène s'observe d'ores et déjà chez ceux qui ont choisi d'être fortement — ou complètement — autonomes pour leurs usages électriques grâce au photovoltaïque.

6. Nul doute que ce qui a été évoqué plus haut pour les bâtiments vaudra également pour la mobilité électrique via le choix des véhicules et leurs modalités d'usage.

7. À titre de comparaison, c'est l'ordre de grandeur du différentiel d'accroissement de la consommation électrique finale entre la France et l'Allemagne sur la période 1990-2019 (87 TWh, source Enerdata), qui s'explique principalement par l'effet d'entraînement du nucléaire sur la consommation d'électricité en France (cf. plus haut).

BIOGRAPHIE

BERTRAND CHÂTEAU est spécialisé de longue date sur la prospective et la modélisation à long terme de la demande énergétique et ses implications sur l'environnement. Il a fondé en 1991 le bureau d'études et d'information Enerdata, qu'il a dirigé jusqu'en 2013. Avant, il a été responsable du service économique de l'AFME (1989-1990), professeur à l'Asian Institute of Technology à Bangkok et consultant des Nations unies (PNUD) pour le Programme Régional de Développement Énergétique pour l'ensemble de l'Asie (1986-1988) et chercheur à l'Institut Économique et Politique de l'Énergie de Grenoble (1973-1985).

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Les prévisions officielles de demande d'énergie à 2020 pour la France – Partie 1 : quels constats?, *Bertrand Château* (n° 652, septembre-octobre 2020)
- Les prévisions officielles de demande d'énergie à 2020 pour la France – Partie 2 : quels enseignements?, *Bertrand Château* (n° 653, novembre-décembre 2020)

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.