

Électrifier et décarboner en même temps

Thibaut Brac de la Perrière*, Jean-Jacques Coursol*,
Laurent Joudon*, Jacques Merley*

Mots-clés : neutralité carbone, électricité, méthodologies de calcul, prospective, contenu CO₂

L'objectif de neutralité carbone suppose la quasi-disparition des consommations d'énergies fossiles, notamment grâce à l'électrification des usages de l'énergie. Dès lors, on peut s'interroger sur le contenu en carbone du kWh électrique comparé à celui des énergies fossiles. Des approches variées sont possibles : nous proposons à travers des exemples simples d'en saisir les logiques et les limites d'interprétation. Cela conduit enfin à une question plus fondamentale : est-il possible simultanément d'électrifier des usages tout en continuant à abaisser les émissions du système électrique, alors qu'elles sont en France déjà très faibles? Nous éclairons ce second point à travers la revue de quelques études et projections porteuses d'optimisme.

Introduction

L'objectif de neutralité carbone découlant de l'Accord de Paris, affirmé par la loi en France et repris dans les orientations de l'Union européenne, est clair. Il suppose la quasi-disparition des usages des énergies fossiles aujourd'hui largement dominants, en combinant l'efficacité énergétique, la substitution entre vecteurs énergétiques au profit des vecteurs décarbonés, et la décarbonation des vecteurs lorsque cela est possible.

Pour projeter en pratique ces objectifs dans les dizaines de millions de décisions élémentaires que les agents économiques vont devoir prendre dans les prochaines décennies, les pouvoirs publics disposent d'instruments multiples : incitations par les prix des énergies incluant un prix du carbone sous ses différentes formes, aides fiscales, réglementation ou

normes ; parmi celles-ci, la fixation d'exigences d'émissions maximales pour des familles d'usages, notamment dans le bâtiment.

Dans ce cadre, les performances des différentes solutions envisageables sont appréhendées du point de vue du climat à travers des émissions modélisées sur la base des consommations d'énergie normalisées pour des usages liés au bâtiment (chauffage, éclairage...) et du contenu carbone des énergies utilisées. Ramenées à l'unité de surface, elles permettent de vérifier qu'un assemblage (bâti + équipement + énergie) respecte bien les exigences d'émissions maximales.

Cela suppose d'associer à chaque consommation de chaque énergie une quantité d'émissions. Pour les énergies fossiles (charbon, fioul ou gaz), l'exercice est relativement simple, un litre de fioul ou un m³ de gaz émet une quantité de CO₂ qui ne dépend que de sa composition¹. Pour l'électricité, comme pour les réseaux de

* EDF (cf. biographies p. 87-88).

chaleur et de froid, tout dépend du mix énergétique utilisé pour la produire.

En effet, pour l'électricité, les émissions ont lieu lors de sa production et non lors de sa consommation. Par ailleurs, l'électricité délivrée n'est pas spécifique à un usage : elle sert simultanément tous les usages connectés au système. Il faut donc identifier les émissions de la production à chaque intervalle de temps et les affecter aux différents usages.

Enfin, pour être complet, quelles que soient les énergies, il reste la question de la prise en compte des émissions amont et aval liées au cycle de vie du produit, celles dues à l'extraction des énergies, à leur transformation, leur transport et leur distribution, dans une approche de la matrice à la tombe (*from womb to tomb*, disent les Anglo-Saxons). Nous n'en traiterons pas en détail ici, toutefois les chiffres repris tant par le GIEC que par l'ADEME incluent ces émissions indirectes.

Des niveaux d'émission variables entre pays et dans le temps

Si on s'intéresse à la question du contenu carbone du mix électrique, on est frappé par la grande diversité des mix nationaux, même au sein du système électrique européen.

Les mix électriques sont déterminés sur des bases nationales, leur structure de long terme dépend essentiellement de choix politiques et économiques inscrits dans la durée et intégrant des spécificités territoriales, dans des arbitrages complexes entre possible et désiré. Certains pays ont de l'hydraulique et pas d'autres, certains pays ont fait le choix d'avoir une production nucléaire, et d'autres du charbon.

Cela est vrai même au sein de l'Union européenne et du système électrique interconnecté, même après deux décennies d'intégration par les marchés, et une décennie d'objectifs communautaires climat-énergie contraignants. Les États-nations se réservent les choix qui structurent les modes de production de l'électricité sur leur territoire, sa diffusion plus ou

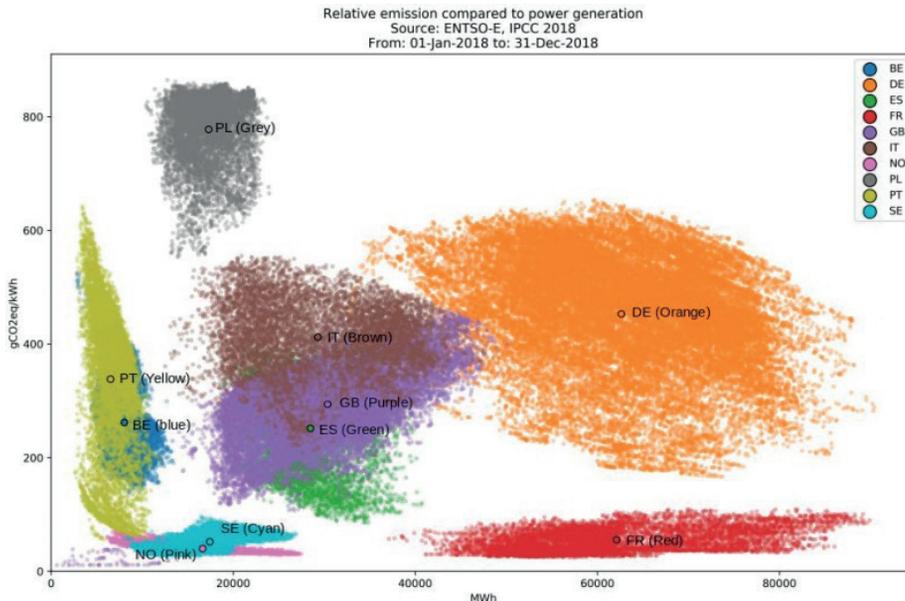


Figure 1. Émissions spécifiques en fonction de la production électrique – données ENTSO-E et GIEC, année 2018

Source : blog Sylvestre Huet d'après site @Botelectricity

Électrifier et décarboner en même temps

moins large dans les usages, ainsi que la nature et le degré de dépendance énergétique extérieure qu'ils assument.

Il en résulte des mix et des niveaux d'émissions très différents et avec une variabilité des émissions marquée dans le temps, à l'exception notable mais compréhensible des mix globalement faiblement carbonés (Norvège grâce à l'hydraulique, Suède et France grâce à l'hydraulique et au nucléaire).

Cette situation a été éclairée dans un article de Sylvestre Huet² à travers un graphique qui trace sur une année l'ensemble des couples énergie-émissions horaires des parcs de dix pays d'Europe (cf. Figure 1).

Le mix français émet actuellement dans une plage allant de 7 à 125 g/kWh avec une médiane à 45 g/kWh³, des niveaux un peu supérieurs à ceux des mix norvégien et suédois, et très inférieurs à ceux des mix allemand (180 à 650 g/kWh), ou polonais (550 à 900 g/kWh) qui recourent significativement au charbon, ou même au mix portugais qui présente la plus grande variabilité, allant de 50 à 600 g.

Ces mix sont connectés entre eux grâce aux échanges que permettent les interconnexions; cependant, les volumes d'échanges structurels

d'énergie (exportations ou importations) restent limités par rapport aux volumes consommés et produits nationalement, à l'exception des petits systèmes (Luxembourg, Danemark...), et ne modifient pas profondément les niveaux d'émission nationaux entre consommation et production.

Dans le cas de la France, la durée d'importation nette (imports > exports) varie, selon les années, de 2 à 7 % du temps avec des volumes d'import nets en énergie de l'ordre du TWh, soit moins de 0,5 % de la consommation nationale (cf. Figure 2).

Même si certaines stratégies nationales reposent sur un niveau de dépendance extérieure élevé tant sur les technologies de production (par exemple les panneaux photovoltaïques produits en Chine) que sur les énergies primaires, notamment le gaz fossile, les stratégies d'adéquation de la production et de la consommation d'électricité restent nationales; cela implique que le développement de la consommation est coordonné avec celui de la production. Il n'existe pas de mécanisme aujourd'hui par lequel un pays choisirait d'électrifier un secteur ou une famille d'usages et s'en remettrait au développement de la production électrique nécessaire à un pays tiers.

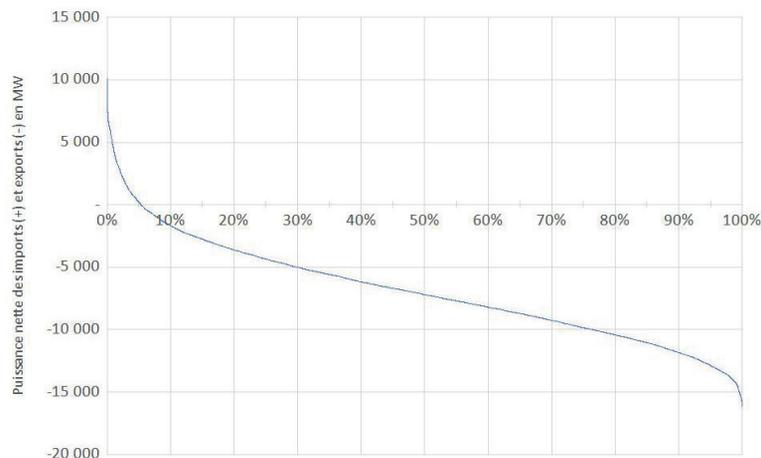


Figure 2. Monotone en puissance des échanges nets au pas demi-horaire

Source : données RTE 2018 – traitement graphique EDF

Comment allouer les émissions entre les différents usages servis ?

L'affectation de ces émissions d'ensemble aux différents usages servis, notamment ceux qui le sont simultanément, n'est pas immédiate. Cette question n'est pas nouvelle en économie, elle a été très largement explorée notamment pour affecter des coûts partagés à des biens publics ou de club⁴ afin d'en dériver des principes de tarification. Les approches et les problèmes soulevés sont voisins pour l'affectation du carbone émis.

Pour établir cette affectation, il existe deux grandes familles de méthodes :

- Des méthodes dites « imputationnelles » qui cherchent des clefs homogènes pour répartir entre usages le carbone émis. Les émissions sont allouées en fonction d'une règle de contribution de l'usage aux émissions.
- Des approches dites « conséquielles » qui, en rapportant les variations des émissions aux variations de demande, éventuellement réparties par usage, visent à établir un lien de causalité entre le développement d'un usage et l'évolution des émissions.

1. Les méthodes par imputation

L'ADEME a longtemps utilisé une méthode imputationnelle dite « saisonnalisée par usage ».

Celle-ci distingue tout d'abord la production dite « de base », en France, peu carbonée, et celle dite de « de pointe », utilisant davantage de moyens thermiques carbonés. Ensuite, elle détermine pour chaque usage sa contribution à la base à partir du minimum mensuel de consommation de l'usage, le reste étant réputé saisonnalisé. Enfin, elle affecte les émissions en conséquence.

Dans le cas du chauffage, la consommation de certains mois est nulle, il est donc considéré comme intégralement saisonnalisé et se voit affecter les émissions de la production saisonnalisée, soit un niveau d'émission de l'ordre de 200 g/kWh_{ef} en 2010⁵, recalé progressivement à environ 150 g/kWh_{ef} pour tenir compte

notamment de la baisse tendancielle constatée des émissions.

Cette approche ne capture toutefois pas la présence effective de l'usage lors des émissions les plus élevées, mais essentiellement le contraste saisonnalisé de sa courbe de charge propre. En outre, elle rend difficilement compte d'évolutions récentes et durables du système électrique (photovoltaïque, climatisation...).

Compte tenu de ces limites méthodologiques et du besoin de mieux refléter la décarbonation tendancielle du parc de production, l'ADEME a envisagé une autre méthode « attributionnelle », dite « mensualisée par usage »⁶.

Dans cette méthode, les émissions moyennes sont calculées par mois et allouées aux usages proportionnellement à la consommation moyenne de l'usage sur le mois. La différenciation entre usages découle uniquement de la répartition de la consommation d'un usage entre les périodes. Dans cette méthode, un usage concentré sur les mois d'hiver (chauffage) sera plus carboné qu'un usage concentré sur les mois d'été (climatisation), alors que les deux sont très saisonnalisés.

Dans l'exercice fait par l'ADEME avec l'aide de RTE, l'usage chauffage électrique se voit affecter un facteur d'émission de 79 g/kWh, soit de l'ordre de 1,5 fois le niveau moyen d'émission du parc de production en France continentale⁷.

Cette méthode pourrait être pratiquée avec des pas de temps plus faibles, quotidien ou horaire, pour une vision plus fine de la présence des différents usages lors des périodes d'émissions plus élevées. Un usage comme l'éclairage, présent seulement quelques heures par jour, dans les périodes d'émissions les plus élevées se verra affecter moins de carbone dans une méthode au pas mensuel qu'au pas horaire.

Ces méthodes ont par ailleurs toutes en commun la nécessité de disposer de données horodatées, d'autant plus riches que l'on souhaite

avoir un pas de temps fin, cohérentes et précises, permettant de réaliser les nombreux calculs intermédiaires nécessaires notamment pour évaluer les consommations par usage sur des pas de temps fins.

Elles peuvent toutes être utilisées en rétrospectif sur des données réalisées comme en prospectif sur des données modélisées et projetées.

Leur principal avantage est d'être facilement auditable, et d'être additives. Dès lors que la somme en énergie des usages reboucle sur la demande totale, alors la somme des émissions par usage rebouclera sur les émissions totales, sans qu'il soit nécessaire d'introduire des émissions « négatives ».

Le principal reproche qui leur est apporté est d'être « comptables » : elles ne cherchent pas à établir un lien de causalité, elles allouent, et donc auraient moins d'intérêt pour éclairer les décisions qu'une méthode se voulant plus explicative.

2. Les approches par variation ou conséquencielle

C'est précisément pour remplir cette fonction qu'ont été développées les méthodes « conséquencielle » qui cherchent à relier les variations de demande et les variations d'émission.

Il en existe plusieurs variétés, « marginale » ou « incrémentale », bien que la limite entre les deux soit parfois floue. La première renvoie à l'idée d'une variation minimale de la demande à structure de production constante, tandis que la seconde va tenter de représenter toutes les implications, y compris structurelles, pour des variations finies de la demande. Ces notions ont d'abord été développées dans des optiques de tarification et d'efficacité, notamment sous l'impulsion des économistes marginalistes comme Marcel Boiteux. Il est tout à fait possible de les dériver pour le calcul des émissions.

En pratique, il s'agit de comparer deux états et d'affecter les variations du critère, ici des émissions, aux variations de la demande. La méthode est applicable en rétrospectif comme en prospectif. Elle peut en prospectif s'appliquer entre l'état présent et l'état futur, ou entre deux états futurs (scénario de base vs scénario alternatif), elle permettra alors de qualifier la variation du critère par rapport aux variations de la demande.

Une illustration célèbre est l'apologue du « voyageur de Calais »⁸. Le raisonnement porte sur des coûts, mais on pourrait tout à fait y substituer des émissions. À la question « combien coûte (et donc combien doit payer) un voyageur supplémentaire dans le train pour Calais? », la réponse dépend du périmètre d'analyse : s'il reste une place, le coût supplémentaire est pratiquement nul ; si les voitures sont pleines, il faut en rajouter une ; si la locomotive ne peut plus tirer un wagon supplémentaire, il faut rajouter un train ; si le sillon est saturé, il faut rajouter une voie...

Nous sommes là dans un cas simple : un seul produit, le siège voyageur, avec une fonction de production additive. Il n'y a pas d'autre optimisation que de décider au bon moment. Néanmoins, l'utilisation de la démarche suppose d'être méticuleux, pour superposer proprement les différents états, et de bien rendre compte de l'impact de chacune des décisions et définir ainsi le coût incrémental du court au long terme.

Application simplifiée au cas du système électrique : une réelle complexité d'interprétation

Dans le cas du système électrique, la situation est complexe, les usages sont multiples, et le réseau permet de les servir conjointement avec un parc de production dont on peut optimiser la composition aux différents horizons de temps : à court terme, en utilisant au mieux les moyens de production existants par ordre de préséance économique ; à long terme, en supposant la demande exogène et en développant

les filières de production qui minimisent le coût total du système, externalités comprises, notamment émissions de carbone.

Mais, si on se place à long terme dans le cadre d'une politique énergétique avec une forte ambition de restructuration, c'est bien le choix du développement conjoint des usages et des moyens de production qu'il faut évaluer et non chacune des décisions séparément.

Pour éclairer ce point, envisageons donc, de façon très simplifiée, le développement conjoint d'un usage, par exemple la climatisation, dont le décideur public est convaincu qu'elle est tenue pour socialement souhaitable en raison du réchauffement climatique, et d'un moyen de production, par exemple du photovoltaïque (PV), dont le même décideur public pense qu'il est socialement souhaitable, puisque renouvelable et que ses promoteurs insistent sur la baisse régulière de son coût.

La situation initiale $S_{0,0}$ (ni PV, ni climatisation) se présente ainsi sur une année de janvier à décembre : cf. Figure 3a.

La demande est servie par deux moyens de production, l'un décarboné fonctionnant en base, l'autre carboné fonctionnant en pointe. Les émissions sont $E_{0,0}$.

Imaginons alors la situation cible voulue par le planificateur $S_{1,1}$: avec PV et climatisation. Pour la simplicité du raisonnement, nous supposons que le profil de demande additionnelle est exactement corrélé à celui de la production additionnelle renouvelable (cf. Figure 3b).

La demande est désormais servie par trois moyens de production, les deux précédents plus le moyen renouvelable (EnR) supposé décarboné. Les émissions sont $E_{1,1} = E_{0,0}$.

Dans cette configuration, le contenu carbone de l'usage développé apparaît comme nul dès lors qu'il est conjoint à celui des renouvelables.

Hélas, ce résultat ne satisfait pas ceux qui préféreraient des solutions passives (aération et occultation) ou stoïciennes (sudation) à la question du confort d'été. Ils entreprennent, dans le cadre d'un exercice de consultation citoyenne, de démontrer que le développement de l'usage qu'ils contestent aboutit à une augmentation des émissions à travers la situation suivante : $S_{0,1}$, pas de PV mais développement de la climatisation, dont la demande sera couverte par de la production thermique carbonée (cf. Figure 3c).

Ils constatent sans difficulté que les émissions $E_{0,1}$ sont supérieures aux émissions $E_{0,0}$ et publient un communiqué de presse dénonçant un mauvais coup fait au climat.

Interrogés sur l'interprétation de la première étape du raisonnement, ils indiquent que si $E_{1,1} = E_{0,0} < E_{0,1}$, ce n'est pas parce que les émissions du développement conjoint de la production renouvelable et de la climatisation sont nulles, mais bien parce que les émissions imputables à la production des EnR sont négatives!

En réplique, les promoteurs de la climatisation proposent le schéma intermédiaire suivant $S_{1,0}$: sans climatisation mais avec EnR (cf. Figure 3d).

Ils constatent sans peine que la substitution d'une énergie décarbonée à une autre n'a aucun impact sur les émissions de carbone, $E_{1,0} = E_{0,0} = E_{1,1}$. Ils en concluent que non seulement le contenu carbone de la production EnR est nul, mais que celui de l'usage climatisation est également nul, puisque lorsqu'on cumule les deux on n'a pas d'émissions supplémentaires, et comme l'impact des EnR est nul, alors celui de la climatisation l'est aussi.

Face à cette profusion d'arguments, le décideur public est très ennuyé : doit-il préférer l'interprétation des détracteurs de la climatisation, alors qu'approchent les élections, ou bien celle de ses promoteurs qui font miroiter de nombreuses créations d'emplois si leur produit se développe, alors que les statistiques du chômage se tendent?

Électrifier et décarboner en même temps

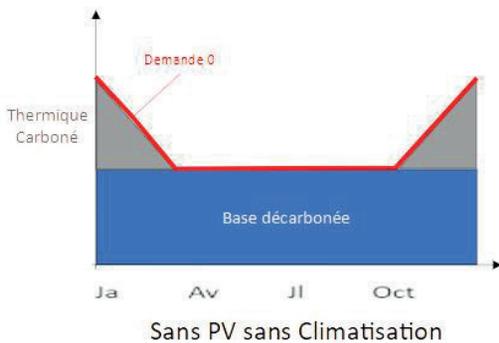


Figure 3a

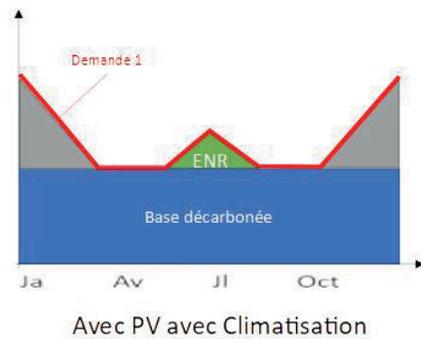


Figure 3b

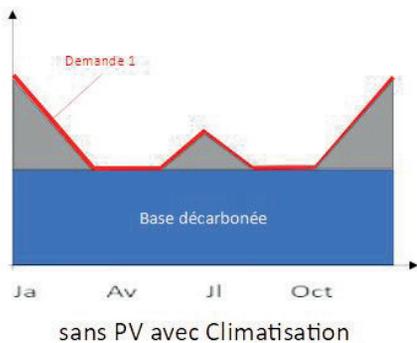


Figure 3c

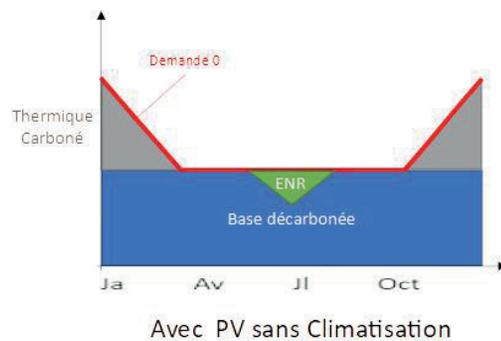


Figure 3d

Figure 3. Courbes de charges annuelles schématisées pour un système électrique simplifié

Sagement, il s'en remet à la seule conclusion qui lui semble solide : il est possible de développer l'usage considéré sans émissions supplémentaires à la condition de lui associer une production décarbonée.

Ce court exemple, très schématique, nous montre que l'interprétation factorielle des approches incrémentales ou marginales demande un travail méticuleux d'investigation pour bien comprendre l'interaction entre les facteurs. L'existence ou l'absence d'une variation du critère ne signifie pas automatiquement une causalité ou son absence, et les situations entre lesquelles sont analysées les variations doivent correspondre effectivement aux décisions que l'on souhaite évaluer, et les résultats ne peuvent correspondre qu'à celles-ci, sans possibilité de généralisation.

Ce qui déterminera le résultat de l'approche incrémentale, quel que soit l'usage considéré (climatisation, chauffage, véhicule électrique...), ce sont bien les émissions associées à la «déformation» du mix de production que l'on met en face de celle de la demande. On ne retrouve jamais à la sortie que les hypothèses injectées en entrée, même si celles-ci peuvent se diluer dans la complexité des calculs.

Cela nous ramène à la question centrale posée au décideur public : est-il vraisemblable d'étendre les usages de l'électricité sans dégrader les émissions globales du parc?

On pourrait s'en remettre à l'analyse du passé. Après tout, le développement du chauffage électrique et la transformation du mix de production électrique en France ont été conçus conjointement, non pour limiter les émissions

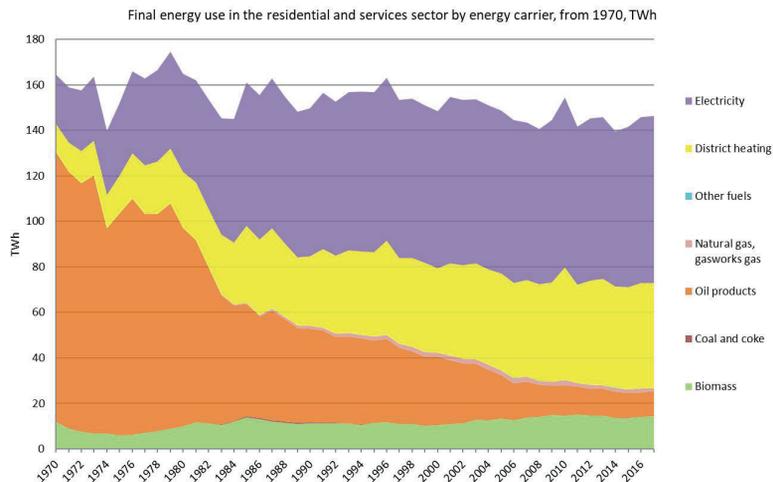


Figure 4. Consommation finale du secteur résidentiel et tertiaire par énergie depuis 1970

Source : *Energimyndigheten* (Agence Suédoise de l'Énergie) – *Facts and Figures* 2019

mais la dépendance aux hydrocarbures importés, et cela a néanmoins conduit à réduire les émissions des usages servis grâce à la substitution des solutions fossiles par des solutions électriques, en s'appuyant sur un mix progressivement décarboné.

De 1975 à 2015, la consommation d'électricité a plus que triplé, alors que dans le même temps les émissions du parc de production ont été divisées par 3, et la tendance se poursuit au-delà pour arriver aux contenus carbone moyens actuels d'une quarantaine de grammes (avec quelques grammes de plus en Analyse de Cycle de Vie).

Dans ces conditions, un calcul incrémental serait complexe à interpréter : faut-il associer au chauffage électrique la réduction observée des émissions ou doit-on au contraire imaginer que la restructuration passée du parc aurait été possible sans les débouchés offerts par les usages thermiques de l'électricité et que donc ceux-ci doivent se voir imputer des émissions contrefactuelles calculées à la marge d'une performance carbone qui aurait été encore meilleure? Ou simplement conclure qu'il a été possible conjointement d'étendre les usages de l'électricité et de maîtriser les émissions.

On pourrait également observer des pays comme la Suède, dont les niveaux d'émissions sont particulièrement bas, et qui a su combiner le développement du chauffage électrique à hauteur de 30 % des logements conjointement à celui des réseaux de chaleur à bas grammage de carbone (cf. Figure 4).

Mais explorons plutôt les projections du système énergétique en France et en Europe.

Quelles perspectives d'évolution de la demande et des émissions?

Les débats autour de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) en France ou des exercices équivalents dans d'autres pays (DENA (*Deutsche Energie Agentur*) et UBA (*Umwelt Bundes Amt*) en Allemagne, CCC (*Climate Change Committee*) en Grande-Bretagne et la *Long Term Strategy* de la Commission européenne) font émerger quelques régularités (cf. Figure 5) :

- un effort général d'efficacité énergétique, puisque la consommation en énergie finale toutes énergies confondues doit baisser de 40 % (moyenne UE) à l'horizon 2050,
- une diffusion importante des usages de l'électricité dont la part dans les consommations

Électrifier et décarboner en même temps

finales double au moins (25 % aujourd'hui, au moins 50 % demain),

- une augmentation de la consommation d'électricité plus forte dans les pays où celle-ci est moins présente aujourd'hui (+37 % en moyenne pour l'UE),
- une électricité décarbonée, qu'elle le soit dès à présent comme en France, ou qu'elle le devienne là où elle est produite à partir d'énergies fossiles aujourd'hui.

La principale caractéristique distinctive de la stratégie française est le large recours à la biomasse⁹, rendu possible par le potentiel national, notamment sous forme de chaleur, et le

fait de s'appuyer dès maintenant sur une électricité très bas carbone.

Les axes d'électrification retenus par la SNBC couvrent les différents secteurs suivant l'adage « plus d'usages à l'électricité, moins d'électricité par usages » :

- le bâtiment où, à côté des réseaux de chaleur à fort taux d'EnR, la pompe à chaleur permet simultanément d'engranger de l'efficacité énergétique, grâce au coefficient de performance élevé de ces équipements, de la décarbonation, grâce au faible niveau d'émission de l'électricité consommée et la valeur renouvelable de l'énergie pompée ;
- certains process industriels rendus accessibles par les progrès des pompes à chaleur haute température ;
- les transports, où là aussi se combinent l'efficacité énergétique du moteur électrique et la décarbonation du vecteur.

La production de chaleur à haute température (au-delà de 200 °C) nécessaire à l'industrie reste cependant l'apanage des combustions de gaz décarbonés (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène) ou éventuellement de biomasse sèche (bois, résidus agricoles...).

À côté de ces cibles à long terme, toutes structurées par l'objectif de neutralité carbone, donc forcément porteuses d'une décarbonation profonde des mix électriques et des usages qu'ils servent, on dispose de projections à plus court terme qui rassurent sur l'évolution du mix électrique.

Le Bilan prévisionnel de RTE version 2019 s'étend jusqu'en 2026. Il projette une baisse des émissions totales pour une consommation stable aux effets conjoncturels près (cf. Figure 6).

On passe ainsi de 15-35 Mt CO₂/an sur la période 2010-2018 (à température réalisée) à 10-15 Mt CO₂/an sur la période 2020-2026 (à température normale).

C'est peu au regard des émissions territoriales françaises (≈ 450 Mt en 2018 et ≈ 350 Mt

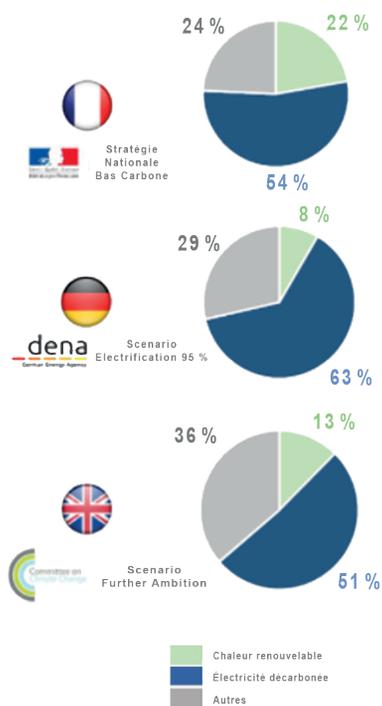


Figure 5. Répartition de la consommation finale d'énergie en 2050 pour trois scénarios nationaux de décarbonation

Stratégie Nationale Bas Carbone DGEC – France

Scénario Électrification 95 % Deutsche Energie Agentur

– Allemagne

Scénario Further Ambition Committee on Climate Change

– Royaume-Uni

Source : graphique EDF d'après les données des organismes cités

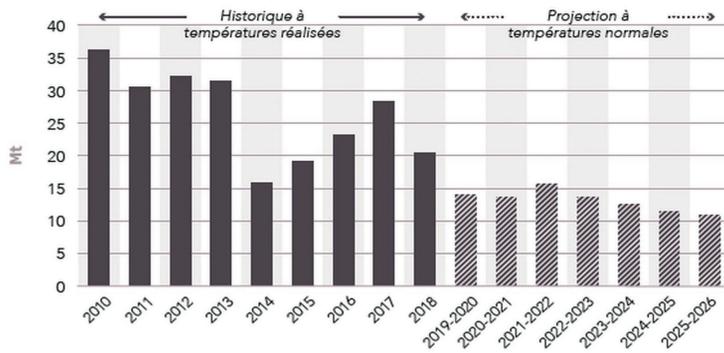


Figure 6. Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité en France continentale (données historiques et projection)

Source : RTE, Bilan prévisions 2019

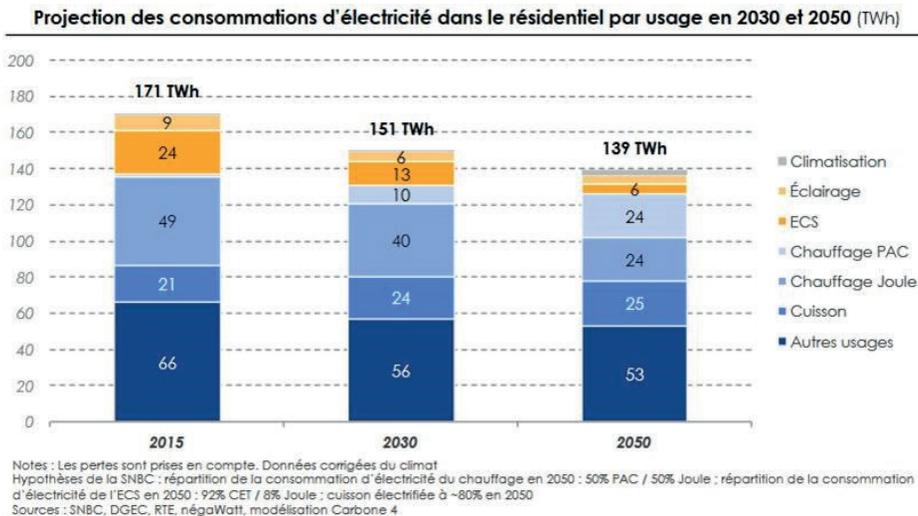


Figure 7. Évolution de la demande électrique à moyen et long terme : quels impacts pour la gestion de la pointe électrique en 2030 et 2050?

Source : étude Carbone 4, novembre 2019

en 2028¹⁰) ou de celles du secteur du bâtiment qui dépassent les 80 Mt¹¹ en 2018, alors que seule une fraction des émissions du système électrique est imputable aux usages dans le bâtiment et que le chauffage n'en représente lui-même qu'une partie.

Si on porte le regard un peu plus loin, on retrouve ces tendances tant dans le scénario Ampère du Bilan prévisionnel de RTE 2017

que dans l'étude publiée par Carbone 4 sur la pointe électrique de 2019¹².

Le premier décrit à l'horizon 2035 un scénario assez proche du chemin tracé par la SNBC et la PPE avec une légère croissance de la demande d'électricité (480 TWh en 2035) et des émissions du secteur électrique de l'ordre de 12 Mt/an.

Électrifier et décarboner en même temps

La seconde (cf. Figure 7) illustre aux horizons 2030 et 2050 l'évolution des usages résidentiels sous-tendant la SNBC. Elle est caractérisée par une légère baisse de la demande totale d'électricité consacrée au chauffage passant de 50 à 48 TWh en résidentiel et de 21 à 16 TWh en tertiaire, mais avec une extension des surfaces chauffées très importante, grâce au déploiement de pompes à chaleur¹³ et à des efforts d'isolation. L'enjeu de la SNBC est bien celui-ci : arriver à chauffer jusqu'à deux fois plus de surface avec autant d'énergie électrique.

Ces éléments illustrent bien les tendances du système électrique français :

- d'un côté, le développement vigoureux des EnR et le maintien d'un socle nucléaire significatif permettent la fermeture progressive des moyens de production carbonés résiduels ;
- de l'autre, en complément, la valorisation des ressources de flexibilité de la demande (véhicule électrique, effacement...), du stockage ou à plus long terme des moyens thermiques utilisant des énergies décarbonées (biogaz, hydrogène...) permettent de maintenir le parc de production français dans une baisse tendancielle durable de ses émissions, qui sont déjà très inférieures à celles d'autres parcs européens, et à celles des énergies fossiles concurrentes pour les usages finals.

Cette baisse des émissions se combinera avec la poursuite d'une croissance modérée de la demande. Selon les scénarios et les sources, la demande à long terme évolue entre la stabilité et une croissance de l'ordre de 1 % par an en tendance (soit de 500 à 600 TWh hors consommation d'électricité pour la production de gaz de synthèse).

Cette évolution est la résultante des mesures d'efficacité énergétique appliquées aux usages de l'électricité existants (isolation dans le bâtiment, diffusion des pompes à chaleur et des émetteurs smart-joules, norme renforcée sur les consommations d'équipements électroménagers, diffusion des LED pour l'éclairage...), de la diffusion des usages existant notamment numériques et de la substitution de l'électricité

aux combustibles fossiles tant dans les transports que pour le chauffage des bâtiments.

Il en résulte la possibilité d'une électrification plus poussée des usages tout en assurant la maîtrise des émissions totales. Dans ces conditions (réduction des émissions, légère croissance de la demande, donc baisse du facteur moyen d'émission), l'allocation des émissions par usage a certes une valeur informative intéressante, mais peut difficilement remettre en cause l'image globale de cette transformation.

Conclusion

La question du contenu carbone des usages énergétiques est une question importante, qui recouvre deux types de besoins. Des besoins de suivi des indicateurs et d'information pour lesquels les méthodes « attributionnelles », comme la méthode mensuralisée par usage proposée par l'ADEME, présentent des qualités de simplicité et d'auditabilité, et des besoins d'éclairage des décisions publiques, pour lesquels ces méthodes attributionnelles apportent également des éléments fort utiles (scénarios RTE, SNBC...). Elles donnent par construction des valeurs par usage distribuées autour de la valeur moyenne des émissions du parc français aujourd'hui (de 40 à 50 g/kWh) et évoluant en fonction de celui-ci. Pour le chauffage par exemple, l'ADEME a évalué son contenu en carbone à 79 g/kWh.

Les démarches conséquencielles peuvent parfois contribuer à l'éclairage des décisions publiques, notamment par l'analyse des variations des volumes d'émission. Ce second type d'approche nécessite toutefois, pour éviter les contresens, de bien définir les décisions qu'il s'agit d'évaluer et donc les jeux d'hypothèses qui leur correspondent. Car, selon les hypothèses retenues, les valeurs résultantes peuvent varier très largement.

Les scénarios recensés, qu'ils concernent la France ou d'autres pays de l'UE, dans le cadre des démarches vers la neutralité carbone, convergent pour indiquer qu'il est possible

d'envisager une décarbonation des usages de l'énergie grâce à un effort conjoint d'efficacité énergétique et d'électrification, en substitution des énergies fossiles. Certains pays s'engagent dans cette voie tout en devant décarboner leur mix électrique; en France, cette décarbonation est acquise.

Dans le cas particulier du chauffage des bâtiments en France, l'enjeu est d'arriver à étendre substantiellement les surfaces chauffées tout en contenant la demande d'électricité de chauffage à un niveau proche du niveau actuel, tant en énergie qu'en puissance.

L'isolation des bâtiments et la diffusion des pompes à chaleur d'une part, l'extension de l'usage de la biomasse par réseau de chaleur ou en chaudière d'autre part, sont les leviers qui rendent possible cette perspective rassurante : décarboner le bâtiment tout en diminuant les émissions, en s'appuyant notamment sur des solutions électriques efficaces.

RÉFÉRENCES

RTE, Bilan prévisionnel 2017 – Synthèse, https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_synthese_17.pdf.

RTE, Bilan prévisionnel 2019 – Synthèse, https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthese_12_1_0.pdf.

«Le contenu en CO₂ du kWh électrique», Thibault Brac de la Perrière, Xavier Degon, *EdenMag* n° 1, juin 2017, pp. 34 et suivantes, <https://fr.calameo.com/read/0050280641c0b53a29f4b>.

Positionnement de l'ADEME sur le calcul du contenu CO₂ de l'électricité, cas du chauffage électrique – Fiche technique, août 2020, <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-ademe-contenu-co2-electricite-2020-v2.pdf>.

Energy in Sweden – Facts and figures – 2019 Energymyndigheten, <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/energilaget/energy-in-sweden-2019.xlsx>.

«Évolution de la demande électrique à moyen et long terme : quels impacts pour la gestion de la pointe électrique en 2030 et 2050?», Jean-Marc Jancovici, Aurélien Schuller, Sébastien Timsit, Zénon Vasselín, novembre 2019, <http://www.carbone4.com/wp-content/uploads/2019/11/Publication-Carbone-4-Pointe-Electrique-1.pdf>.

“Real-time carbon accounting method for the European electricity markets”, Bo Tranberg, Olivier Corradi, Bruno Lajoie, Thomas Gibon, Iain Staffell, Gorm Bruun Andresen, *Science Direct*, novembre 2019, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300549>.

Stratégie Nationale Bas Carbone – révisée complète, ministère de la Transition écologique et solidaire, mars 2020, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf.

NOTES

1. Cette composition peut varier dans certaines limites, et l'émission spécifique g/kWh a un caractère normatif.
2. L'article reprend un des graphiques produits sur le site @BotElectricity, animé par les auteurs de l'article “Real-time carbon accounting method for the European electricity markets”, *Science Direct*.
3. Données RTE Eco 2mix, années 2015 à 2018.
4. Vincent et Elinor Ostrom, “Public Goods and Public choices”, dans *Alternatives for Delivering Public Services: Toward Improved Performance*, Boulder, co: Westview Press, 1977, pp. 7–49.
5. Il s'agit des émissions à la production, hors effet de cycle de vie qui viennent péjorer le calcul.
6. Positionnement de l'ADEME sur le calcul du contenu CO₂ de l'électricité, cas du chauffage électrique – ADEME, Fiche technique août 2020.
7. Il s'agit dans les deux cas d'émissions en Analyse du Cycle de Vie.
8. Attribuée selon les sources à Gabriel Dessus (Marcel Boiteux, *Haute tension*, O. Jacob, 1993) ou à Maurice Allais (Régis Deloche, «En marge d'un bicentenaire : Galiani et l'apologue» - *Revue Économique*, 1998, pp. 1145, ou B. Walliser, *L'intelligence de l'économie*, O. Jacob, 1994), cette fable vise à établir la différence entre un coût incrémental de court terme et un coût de long terme.
9. Biogaz, biocarburants et biomasse chaleur principalement du bois – source SNBC.
10. Source SNBC, mars 2020, p. 11.
11. Source SNBC, mars 2020, page 87.
12. Évolution de la demande électrique à moyen et long terme : quels impacts pour la gestion de la pointe électrique en 2030 et 2050?
13. Il est à noter que cette étude tient compte de la baisse du coefficient de performance des pompes à chaleur lorsque la température extérieure est très basse.