

# Les incohérences de la transition électrique au regard de la politique de transition énergétique

Par Dominique FINON

Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

Pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, il serait judicieux que soit abandonné l'objectif conjoint de développement de la part des ENR à 40 % et de réduction de celle du nucléaire à 50 %. Ce double objectif présente un surcoût élevé et ne contribue pas à la réduction des émissions. Il faudrait affecter à d'autres fins les ressources importantes consacrées au développement forcé des ENR électriques au travers de dispositifs hors marché. Ces autres fins, notamment la promotion de l'efficacité énergétique par la rénovation thermique à grande échelle du bâti et celle des ENR thermiques, ont pour elles d'être efficaces au regard de l'objectif climatique, ce qui ne semble pas évident au vu des décisions prises dans ces domaines. Cette réaffectation serait de bonne politique d'autant plus que ce sont surtout les ménages « tout-venant » qui financent les investisseurs verts et les autoproducteurs solaires, via le paiement de taxes spécifiques.

## Introduction

Le débat public sur la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) n'a pas discuté de l'objectif contestable de ramener à 50 % la part du nucléaire d'ici à 2030-2035, ni celui de rehausser la part des renouvelables à 40 % dans le secteur électrique. Mais pourquoi maintenir ces objectifs alors que la politique de croissance des énergies renouvelables intermittentes (ENRi) et de régression du nucléaire entraînera un surcroît d'émissions de gaz à effet de serre du fait du besoin d'adossement des ENRi à des productions fossiles flexibles ? Pourquoi procéder à ce choix coûteux pour les consommateurs, en occultant l'important surcoût de cette politique par rapport à une politique de transition énergétique qui serait ciblée uniquement sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans tous les domaines ?

Alors que le récent rapport du Conseil économique, social et environnemental (CESE) sur la politique de transition énergétique<sup>(1)</sup> souligne les limites des moyens consacrés aux domaines où les possibilités de réduction des émissions sont pourtant bien réelles, à savoir la rénovation thermique du bâti, la promotion des ENR thermiques et les transports durables. Ne serait-il pas temps de revenir à une politique plus appropriée centrée sur ces domaines en abandonnant, par voie de conséquence, les autres objectifs définis sur des bases purement idéologiques ? Comment utiliser de façon plus efficiente les ressources qui devraient être consacrées à la transition électrique dans ces autres domaines ?

## L'inutilité de la politique de transition électrique

Pour justifier le 50 % de nucléaire et le 40 % d'ENR dans la production d'électricité, on nous dit qu'il faut réduire la trop forte dépendance de cette production au nucléaire pour diminuer l'exposition aux divers risques technologiques que porterait cette énergie et se redonner des marges de manœuvre en permettant aux ENR (éolien, solaire photovoltaïque) de prendre toute leur place dans le système électrique. Ce choix de la diversification se justifierait d'autant plus que ces ENR ont connu des baisses de coût conséquentes qui les rendraient aujourd'hui compétitives. De plus, nous dit-on également, on ne peut plus prétendre que le nucléaire puisse être économique un jour, au regard de la hausse des coûts des premiers EPR actuellement en construction. Mais ces deux types d'arguments ne sont convaincants qu'en apparence. Comme le recommande le sociologue Raymond Boudon qui s'y connaît en construction d'*idées fausses, fragiles ou douteuses*<sup>(2)</sup>, pour nous protéger de telles idées construites

(1) Conseil économique, social et environnemental (2018), « Comment accélérer la transition énergétique ? Avis sur la mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) », Rapport CESE 04-2018, mars.

(2) BOUDON R. (1990), *L'Art de se persuader des idées fausses, fragiles ou douteuses*, Paris, Fayard.

sur des raisonnements apparemment justes, il faut nous défier des prémisses implicites à base idéologique.

Le premier argument sur l'intérêt d'une re-diversification du mix pour limiter les risques est discutable, parce que l'on ne précise pas les risques technologiques et économiques associés à une forte spécialisation nucléaire. Le risque qui est suggéré dans ce discours est sans doute lié aux risques spécifiques du nucléaire (risques d'accident, gestion des déchets) que l'on nous présente comme un inconvénient dirimant pour justifier les politiques de réduction progressive du nucléaire jusqu'à la sortie de celui-ci. On ne parle ni de la réalité de ces risques, ni de risque probabiliste, ni des précautions toujours plus rigoureuses prises par l'Autorité de sûreté nucléaire française, des précautions qui figurent parmi les plus sévères au monde. De toute façon, le risque zéro ne pouvant pas exister, il sera toujours possible de brandir le danger que représente le nucléaire. Mais prenons au mot les critiques qui, sur la base de ce genre d'arguments, ont créé le rapport de force politique qui a conduit au compromis visant à limiter à 50 % la part du nucléaire. Les risques technologiques (accidents, gestion des déchets, etc.) associés à une dépendance à 75 % seraient si importants qu'il faudrait réduire coûte que coûte la part du nucléaire et forcer le développement des ENR sans se préoccuper de son coût, comme on va le voir. Mais si tel est le cas, pourquoi se limiter à 50 % ? Mais si tel n'est pas le cas, pourquoi le taux de 50 % serait-il préférable à celui de 70-75 % comme actuellement ?

### Un important surcroît de dépenses

Le second argument, celui sur les coûts, est totalement discutable, parce qu'il ne pose pas la question du coût d'ensemble de la politique ENR. Il repose sur une assimilation abusive entre les productions et les services qu'une centrale peut produire en base et de façon ferme et les productions irrégulières des ENR dont l'apport au système électrique est variable, alors que ce dernier doit offrir une garantie de fourniture en toute situation et un produit stable en tension et en fréquence. En d'autres termes, il faut raisonner en termes de valeur économique des productions des différents moyens techniques en concurrence, et non pas en termes de prix de revient pour pouvoir juger de la compétitivité d'un type de technologies par rapport aux autres.

Dans cette perspective, il n'existe aucune étude technico-économique indiquant que le chiffre de 50 % de nucléaire et celui de 40 % d'ENR seraient des optimums, tant pour le coût total de l'électricité que pour la sécurité de l'approvisionnement, et encore moins pour garder, voire réduire, le niveau actuel d'émissions de CO<sub>2</sub>, qui était le troisième plus bas en Europe avec 58 g/kWh en 2017 : un niveau qui ne manquera pas d'augmenter avec le forçage du développement des ENR et leurs besoins d'unités fossiles en *back up*. Une telle orientation ne peut que nous obliger à dépenser beaucoup plus que ce qu'exigerait une politique rationnelle, comme le montrent les exercices d'évaluation réalisés sur la base d'une modélisation nécessairement très détaillée du système du fait de sa complexification sous l'effet du développement

des ENR à grande échelle. Parmi les nombreux exercices abordant de façon pertinente l'évaluation des politiques de transition électrique, les résultats du modèle très détaillé développé par Henri Prévot de simulation comptable du système sur la base de 8 760 heures annuelles de fonctionnement sont très éclairants<sup>(3)</sup>. Selon les simulations, dans un scénario partant du parc existant avec la part du nucléaire réduite à 50 % et celle des ENR portée à 40 %, les dépenses supplémentaires annuelles seraient d'environ 8 milliards d'euros, ce qui correspond à un surcoût moyen de 18 €/MWh, lequel est à comparer au prix moyen du marché, de 40 € en 2017-2018.

La raison de ce surcoût est double. Tout d'abord, même avec des coûts bas du MWh éolien ou photovoltaïque (64 à 68 €/MWh), le parc nucléaire existant après rénovation pour porter sa durée d'exploitation de 40 à 50 ans, voire 60 ans, produirait une électricité à un coût économique inférieur (32 à 40 €/MWh). Ensuite, à partir d'un seuil précis de part de production d'ENR, ce ne sont plus les prix de revient du MWh qui comptent vraiment, mais la valeur économique des productions et des services rendus par le MW d'ENR intermittente au système, dont sont soustraits les coûts de système que sa production entraîne. Or, comme le montrent d'autres modèles de simulation de l'optimisation des investissements et d'exploitation sur le long terme, sur la base de 8 760 heures de fonctionnement sur l'année (HIRTH, 2015 ; MIT, 2016 ; VILLAVICENCIO et FINON, 2018), cette valeur pour un MW marginal d'ENR baisse constamment. De fait, à partir de ce seuil de part d'ENR, celle-ci ne permet plus de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de ce MW d'ENR, et ce quelles que soient les baisses spectaculaires permises par le progrès technique actuel. L'une des explications de cette baisse de valeur des productions des ENR au fur et à mesure du développement des capacités est la baisse des prix des marchés horaires que ce développement entraîne en raison des autocorrélations respectives des productions éoliennes et des productions PV. Dans les exercices où l'on simule la création d'un système du *greenfield*, cette part optimale est faible lorsque l'option nucléaire est ouverte, de l'ordre de 11 % avec des coûts réalistes de 50 à 60 €/MWh pour l'éolien et le PV et de 75 €/MWh pour le nucléaire<sup>(4)</sup> (HIRTH, 2015 ; VILLAVICENCIO et FINON, 2018). De plus, dans les exercices où l'on ne teste que l'imposition de parts d'ENR dans un parc existant (scénario dit en *brownfield*), cette part optimale est réduite à quelques pourcents, pour ne pas dire proche de zéro. Dans tous les cas, le développement des ressources de flexibilité (stockages divers, effacements, etc.) n'améliore que de quelques points l'intégration économique des ENR dans le système en augmentant la valeur économique des productions ENR par l'arbitrage journalier et hebdomadaire, et par les économies en réserves opérationnelles et unités de pointe, selon les résultats de ces mêmes modèles.

(3) Ces résultats sont accessibles sur [www.hprevot.com](http://www.hprevot.com). Ils sont présentés dans PRÉVOT H., « Coût de la diminution de la capacité nucléaire », Revue de l'Énergie, janvier-février 2018, n°636, pp. 32-44.

(4) Calcul pour un coût sec d'investissement de 3 900 €/kW et un taux d'actualisation de 7 %.

Cela signifie qu'au-delà de ce seuil de part optimale des ENRi dans le système, les investissements en ENRi qui sont permis par les dispositifs de soutien qui garantissent leurs revenus de long terme sont en trop par rapport à ce que serait l'optimum du mix électrique. Cela signifie également que toute politique qui permettrait à l'ensemble des capacités ENRi de dépasser ce seuil sans fixation de point d'arrêt présenterait un coût d'opportunité rapidement croissant par rapport à une politique où l'on s'arrêterait au niveau du seuil de parts optimales de l'éolien et du PV tel qu'estimé par le planificateur.

### Le paiement de ce surcoût mis à la charge des consommateurs

Cela se traduit par un surcoût croissant qui est payé et continuera d'être payé par les consommateurs d'électricité et de carburants. Les premiers paieront le supplément de coût lié à la politique de forçage des ENR et de régression du nucléaire au fur et à mesure du dépassement de ces seuils, et ce de deux façons : d'une part, une hausse continue de la contribution du service public d'énergie (CSPE) pour financer les différences entre les tarifs d'achat (ou équivalents) et les prix du marché horaire si aucun plafond ne s'y applique et, d'autre part, la hausse des tarifs de distribution, de transport et de gestion du système due aux besoins accrus de réseaux et de services d'équilibrage du fait du développement à grande échelle des ENRi. Avec 9 % de part d'ENRi (hors hydraulique) dans la production électrique en 2018, le montant consacré au financement des ENR devrait s'élever à 5,5 milliards d'euros en 2018, et à 7,1 milliards en 2023, selon la CRE (Commission de régulation de l'énergie). Qu'en sera-t-il avec 27 % d'ENRi (ce qui correspond aux 40 % d'ENR totales en y incluant l'hydraulique), et ce d'autant plus que cette pénétration fait baisser le prix moyen du marché l'électricité ?

Il est vrai que depuis 2017, pour limiter la hausse de la CSPE, les consommateurs de carburants ont commencé à être mis indirectement à contribution à travers l'affectation d'une partie croissante des recettes de la contribution Climat-énergie intégrée à la TICPE (taxe intérieure de consommation des produits énergétiques) au financement des dispositifs des ENR électriques, comme il en a été décidé en 2017<sup>(5)</sup>. Mais il s'agit toujours d'un prélèvement opéré sur les consommateurs de carburants et de gaz, les ménages essentiellement. De plus, les contribuables financeront la compensation allouée par l'État à EDF pour la perte de valeur des équipements nucléaires fermés prématurément. Ce qui, comme on peut l'imaginer, ne sera pas une mince affaire, comme le montrent les importantes compensations obtenues par les électriciens allemands pour la fermeture anticipée de leurs équipements nucléaires, ou celle négociée par EDF pour la fermeture de Fessenheim 1 et 2.

Il est étonnant de voir que l'on ne cherche aucunement à mettre à plat de façon rigoureuse et transparente ce surcoût de la politique de transition électrique, ni de préciser sur qui ce coût est reporté, ce qui évite de débattre des effets redistributifs importants de cette politique. On peut ainsi occulter le fait que les investissements des développeurs d'éoliennes et de fermes PV, comme ceux des

ménages aisés s'équipant de panneaux PV, sont financés par la CSPE, qui est payée à plein tarif par l'ensemble des ménages, dont les ménages les plus modestes qui consomment souvent beaucoup d'électricité du fait qu'ils sont équipés d'appareils bas de gamme et sont logés dans des passoires thermiques<sup>(6)</sup>. De même, comme le montrent les études sur les effets redistributifs d'une hausse des taxes sur les carburants, les classes sociales modestes sont bien plus affectées que les autres par une hausse de la fiscalité environnementale, en particulier les ménages vivant en zone rurale et en milieu périurbain.

Pour conclure sur ce point, il conviendrait donc de réduire rapidement le subventionnement des nouvelles capacités ENR électriques intermittentes, et ce d'autant plus que les tenants de cette politique nous disent que leur coût par MWh est désormais suffisamment bas pour rivaliser avec celui des autres technologies, dont le nucléaire si dispendieux, selon eux. Alors, pourquoi ne pas les prendre au mot ?

### Allouer autrement les ressources consacrées à la transition

Les ressources qui vont être collectées auprès des consommateurs d'électricité et de carburants ou de gaz (via le paiement de la TICPE) pour financer le coût des dispositifs de soutien aux ENR électriques pourraient être plus judicieusement utilisées pour financer des programmes plus efficaces en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans d'autres domaines, tels que les usages thermiques, les transports... On prendra ici comme exemples les cas emblématiques de la rénovation thermique du bâti et du développement des ENR thermiques. Un report général des moyens dédiés aux nouvelles capacités d'ENR électriques vers ces deux domaines complémentaires de la rénovation thermique des bâtiments serait à opérer. Les analyses des politiques de rénovation thermique, telle celle effectuée dans le rapport du CESE de février 2018, soulignent les défauts de l'action publique, lesquels aboutissent à un retard dans la réalisation des objectifs. Les problèmes persistants viennent du manque de moyens dévolus à l'accompagnement financier des acteurs concernés et de l'absence de contraintes réglementaires, alors que, comme on vient de

(5) Le financement du soutien aux énergies renouvelables est intégré au budget de l'État par l'intermédiaire du compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique ». Ce compte est financé, depuis le 1<sup>er</sup> février 2017, par une partie des recettes des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et le charbon (TICC) provenant elle-même de la partie Contribution Énergie Climat de ces deux taxes. La partie allant vers les ENR électriques est destinée à financer tous les surplus de dépenses allant vers celles-ci par rapport au niveau de 2017, pour qu'il n'y ait plus d'augmentation de la CSPE due à la croissance de ces dépenses. Ainsi, en 2018, sur les 5,5 milliards du coût des dispositifs ENR tel qu'estimé par la CRE, la hausse par rapport au niveau de 4,8 milliards de 2017, soit 700 millions d'euros, a été prise en charge par ce compte. Si le coût des dispositifs atteint 7,1 milliards en 2021, le CAS devra alors financer 2,3 milliards d'euros au titre de la cette même année.

(6) Les consommateurs industriels bénéficient d'exonérations à partir de seuils de consommation établis de façon plutôt généreuse.

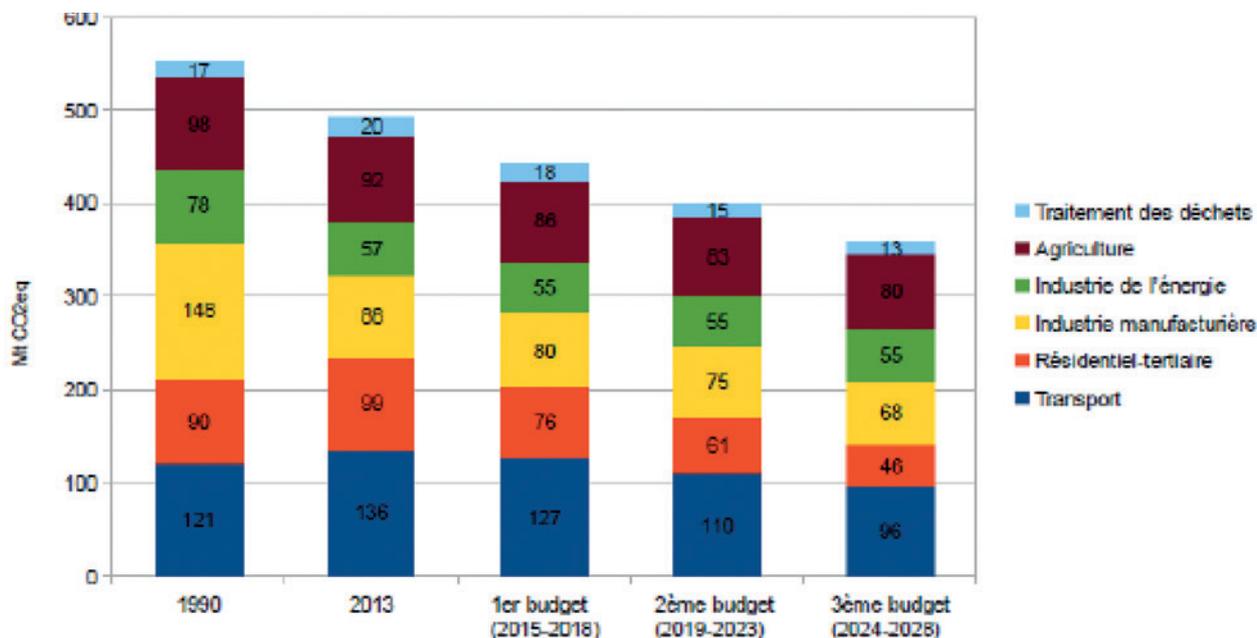


Figure 1 : Les budgets carbone indicatifs par secteur (Source : MTES, présentation générale de la SNBC, 2017).

le dire, les investisseurs en ENR électriques sont très largement aidés, notamment du fait de l'existence de taxes pré-affectées comme la CSPE.

L'enjeu est d'importance, car les logements et les bâtiments tertiaires représentent 43 % de la consommation d'énergie finale et 19,5 % des émissions de carbone. Il apparaît d'autant plus important au regard de la diminution des « budgets carbone » et de leur répartition entre les secteurs, qui sont définis par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) au titre des trois périodes triennales qui couvrent les années 2015-2024 (voir la Figure 1). Le budget carbone des usages résidentiels et tertiaires est en effet celui qui est mis le plus à contribution : c'est celui qui diminue le plus entre la première et la troisième période, de 76 à 45 MtCO<sub>2</sub>, soit une diminution de 69 %, tandis que le budget carbone des transports ne diminue que de 32 %, passant de 127 MtCO<sub>2</sub> à 96 Mt, alors que celui des industries énergétiques, dont l'électricité, reste stable à 55 MtCO<sub>2</sub>. C'est en détaillant les actions des politiques publiques dans le domaine de la rénovation thermique et des ENR thermiques que le contraste avec la promotion des ENR électriques ne manquera d'étonner.

### La rénovation thermique des logements

Dans le domaine de la rénovation thermique des logements, on est bien loin d'atteindre le niveau de 500 000 logements par an auquel il faudrait parvenir pour se situer sur la trajectoire visant le facteur 4 en 2050 (on en était seulement à 230 000 logements en 2017). Le gouvernement ne souhaite pas mobiliser l'outil budgétaire pour financer des aides directes pour des raisons tenant à la maîtrise du déficit budgétaire. En partant des dispositifs associés, il faudrait passer d'environ 8 milliards d'euros, total des aides publiques diverses et des financements privés, à plus de 20 milliards, selon l'étude officielle de 2017 d'I4CE sur le financement de la transition<sup>(7)</sup>. Or, l'argent pu-

blic reste compté : l'ensemble de la contribution publique, sous ses différents aspects – le prêt à taux zéro, la TVA réduite, le crédit d'impôt (CITE) et les aides de l'ANAH –, se situe au niveau de 2,8 milliards par an (dont 1,7 milliard au titre du CITE) dans le plan de rénovation thermique présenté en avril 2018. De plus, des instruments, comme le crédit d'impôt, le prêt à taux zéro ou la TVA réduite, ont des effets bien moins directs sur le déclenchement des décisions des particuliers qu'une subvention monétaire<sup>(8)</sup>, car ils n'envoient pas un signal économique concret pour des ménages souvent en limite de financement, pas plus que le crédit d'impôt pour ceux ne payant pas d'impôts sur le revenu. L'aide publique directe serait pourtant l'instrument le plus efficace pour déclencher l'investissement privé en ciblant les logements relevant des catégories thermiques F et G. Le passage (en cours) du CITE à une prime immédiatement perceptible devrait sans doute améliorer l'efficacité du dispositif, d'autant que ladite prime viserait les actions réellement efficaces et n'inclurait donc plus les actions parcellaires dans les logements. Mais il est clair que l'ensemble restera insuffisant, ce qui contraste avec l'effort engagé en faveur des ENR électriques.

Par ailleurs, le gouvernement se refuse à actionner de façon plus ferme l'outil réglementaire, car il ne souhaite pas susciter la réaction de groupes de pression<sup>(9)</sup>. Or, ce levier

(7) I4CE (2017), Panorama des financements climat.

(8) Pour ne pas complexifier le raisonnement, nous faisons abstraction dans cet article de l'obligation en matière de certificats d'économie d'énergie mise sur les fournisseurs, qui est un moyen d'informer les consommateurs sur les différentes aides existantes, de les aider à monter leur projet et, parfois, de les aider à le réaliser en leur apportant un financement partiel. Mais il ne s'agit pas de ressources publiques à proprement parler.

(9) Ce peut être parfois aussi pour de bonnes raisons, comme celle de ne pas vouloir affecter indûment les ménages propriétaires ou locataires les plus pauvres. Mais ce n'est pas suffisant pour s'empêcher d'agir en faveur d'autres types de propriétaire.



Dénonciation d'un problème d'isolation thermique dans un logement HLM, Paris, 3 avril 2018.

« Dans le domaine de la rénovation thermique des logements, on est bien loin d'atteindre le niveau de 500 000 logements par an auquel il faudrait parvenir pour se situer sur la trajectoire visant le facteur 4 en 2050 (on en était seulement à 230 000 logements en 2017). »

pourrait être d'une grande efficacité, s'il s'accompagnait d'une politique d'aides directes suffisamment abondée par le budget de l'État. Ce pourrait être l'instauration d'une obligation de travaux au moment des mutations ou des changements de locataire. Elle pourrait s'appuyer aussi sur la loi ALUR, notamment ses articles conditionnant la mise en location d'un logement à son caractère décent (ce qui reviendrait à interdire la location de logements relevant de la catégorie G). Cette obligation pour les propriétaires-occupants pourrait être modulée en fonction des niveaux de revenus pour la rendre plus acceptable. En tout état de cause, elle devra s'appuyer sur les politiques de financement ciblées qui sont mises en œuvre par l'ANAH à destination des logements de ménages en situation de précarité énergétique.

### La rénovation thermique des bâtiments tertiaires et la promotion des ENR thermiques

On retrouve les mêmes défauts de l'action publique dans le domaine de la rénovation thermique des bâtiments tertiaires, lesquels représentent le tiers des consommations du secteur, ainsi que dans celui de la promotion des ENR thermiques et des réseaux de chaleur associés.

Dans le premier domaine qui est plutôt propice à l'application d'une obligation de rénovation, la mise en place de celle-ci a été reportée à 2021. En outre, le décret d'application de la loi correspondante réduit l'application de

cette obligation aux surfaces supérieures à 2 000 m<sup>2</sup> et aux opérations offrant des temps de retour sur investissement inférieurs à 5 ans dans le privé, ce qui ne permettra pas l'engagement de rénovations globales et performantes. Du côté des bâtiments publics dont on prévoit d'en rénover le quart d'ici à 2022, les collectivités locales rencontrent des difficultés budgétaires telles qu'elles ne pourront pas engager un tel effort sans aide directe de l'État.

Le Fonds Chaleur (qui fournit un appui technique solide aux maîtres d'ouvrage et finance des projets de production de chaleur à partir d'ENR – bois-énergie, géothermie, chaleur solaire, biogaz – et de la récupération d'énergie, ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations) souffre d'un manque de moyens de financement pour pouvoir atteindre les objectifs de développement des ENR thermiques de la loi TECV. Selon les estimations de l'ADEME qui anime et gère le Fonds Chaleur, il conviendrait de porter ses ressources annuelles de 200-220 millions d'euros en moyenne depuis 2009 à 320 millions. Il est clair que la réaffectation des ressources venant de la partie Contribution Énergie-Climat de la TICPE des ENR électriques vers les ENR thermiques pourrait bénéficier, en premier chef, au Fonds Chaleur, ce qui serait d'autant plus justifié au vu de son mode d'action qui est particulièrement efficace, notamment en garantissant des réalisations solides et viables économiquement.

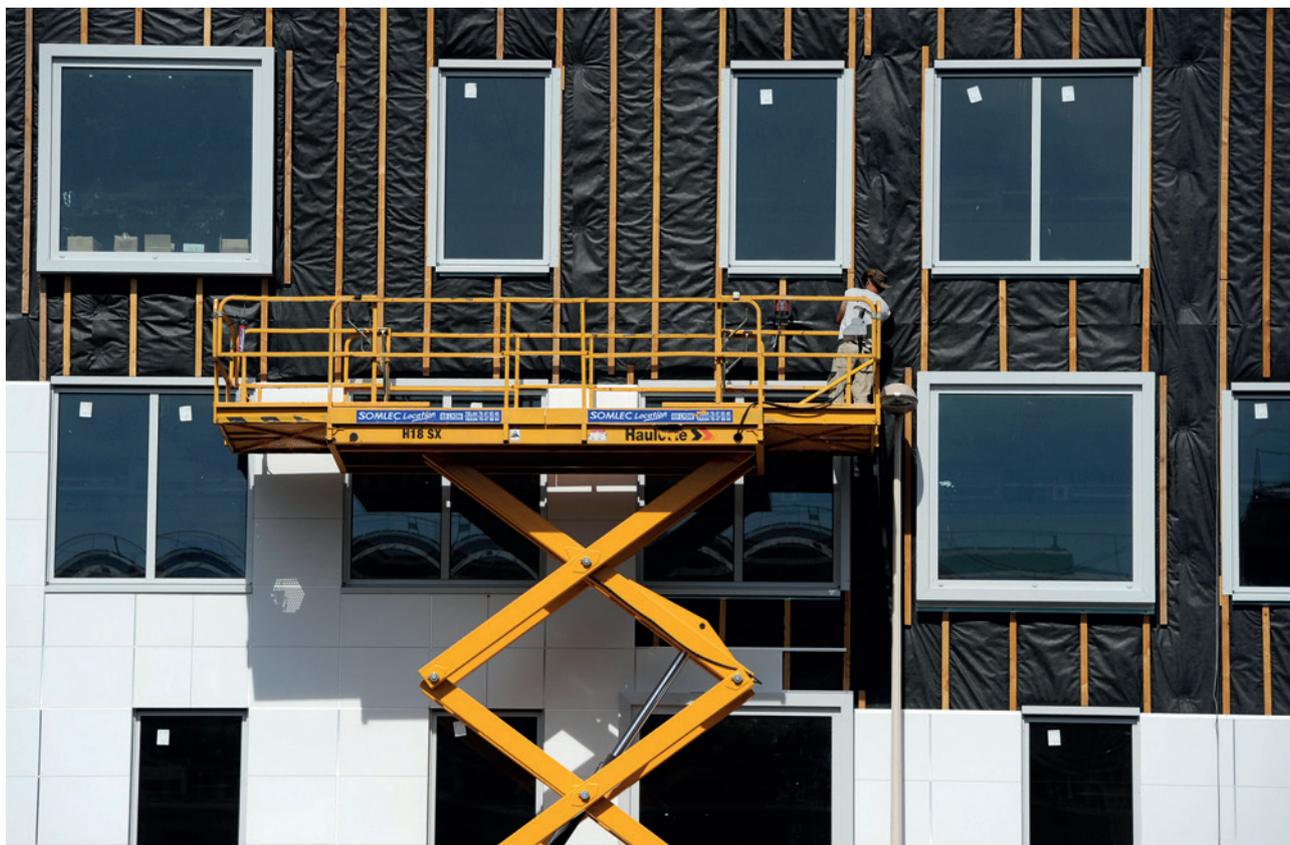


Photo © Laurent Céirino/REA

Isolation thermique d'un immeuble de bureaux par l'extérieur, Lyon, juin 2015.

« Les collectivités locales et territoriales qui peuvent agir comme des acteurs directs par l'isolation des bâtiments publics et le développement de réseaux de chaleur, et comme des catalyseurs d'actions collectives de rénovation de logements et la mise en place d'écoquartiers, voient leurs ressources fortement contraintes par les nouvelles règles encadrant l'allocation des dotations budgétaires. »

Par ailleurs, les collectivités locales et territoriales qui peuvent agir comme des acteurs directs par l'isolation des bâtiments publics et le développement de réseaux de chaleur, et comme des catalyseurs d'actions collectives de rénovation de logements et la mise en place d'écoquartiers, voient leurs ressources fortement contraintes par les nouvelles règles encadrant l'allocation des dotations budgétaires. De plus, la mise en œuvre des Services publics de l'efficacité énergétique de l'habitat, prévus dans la loi de transition énergétique et destinés à venir en appui aux particuliers à travers un rôle de conseil, n'est toujours pas actée, sans parler de la dotation en moyens qui doit y être associée.

En détaillant le cas de la rénovation thermique et des ENR non électriques, on voit bien les limites de l'action publique lesquelles sont dues à l'insuffisance des moyens budgétaires directs alloués. Et ce d'autant plus que, faute de ces moyens, il est difficile de rendre acceptables des actions réglementaires contraignantes qui sont pourtant indispensables. Cette insuffisance de moyens contraste avec la pléthore des moyens alloués à la promotion des ENR électriques, ce qui met en lumière l'enjeu du nécessaire réajustement des objectifs et des moyens de la politique de transition énergétique, ce que n'hésitait pas à

souligner le rapport récent de la Cour des Comptes sur le soutien aux ENR<sup>(10)</sup>.

En conclusion, on ne peut pas isoler la transition électrique de l'objectif de la politique de transition énergétique, qui est de cibler impérativement la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. On se trompe de cibles et de moyens en incluant dans cette politique la promotion des ENR électriques à grande échelle au-delà du seuil optimal, dans le but idéologique de confiner progressivement la production nucléaire à la portion congrue. Par un effet d'éviction regrettable, on ne se donne pas les moyens pour agir avec efficacité dans les domaines à fort potentiel de réduction des émissions. Ce serait pourtant de bonne politique, et ce d'autant plus qu'il existe des solutions dont les effets redistributifs sont bien moins négatifs que ceux de la politique de transition actuellement mise en œuvre dans le secteur électrique. N'est-il pas temps de remettre en question les objectifs de 40 % pour la part des ENR et de 50 % pour celle du nucléaire dans le secteur électrique, ce qui amène à mo-

(10) Cour des Comptes (2018), « Le Soutien aux énergies renouvelables. Communication à la commission des finances du Sénat », mars.

biliser des ressources très importantes ? Les arguties actuelles autour du nombre de réacteurs nucléaires à fermer pour atteindre ce fameux seuil de 50 %, ici, à un horizon encore à choisir, ou là en fonction de la croissance des besoins d'électricité, apparaissent délicieusement décalées par rapport à l'enjeu de la transition énergétique, pour le plus grand plaisir des médias, des réseaux sociaux et des idéologues.

### Références bibliographiques

HIRTH L. (2016), "The Optimal Share of Variable Renewables", *The Energy Journal* 36(1), pp. 127-162.

MIT (2016), "Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model", auteurs : SISTERNES F. & SEPULVEDA N.

PRÉVOT H. (2018), « Coût de la diminution de la capacité nucléaire », *La Revue de l'Énergie*, janvier-février, n°636, pp. 32-44.

VILLAVICENCIO M. & FINON D. (2018), "The social efficiency of electricity transition policies based on renewables. Which ways of improvement?", *The Energy Journal*, (article en cours de soumission).