

Un mix énergétique 100 % renouvelable, c'est possible

Par Philippe Quirion

DÉPUIS LA RÉVOLUTION INDUSTRIELLE, L'HUMANITÉ A commencé à satisfaire une partie grandissante de ses besoins énergétiques en puisant dans des stocks non renouvelables (charbon, gaz, pétrole, uranium) alors qu'auparavant elle recourait essentiellement à des flux renouvelables (biomasse, eau, vent, soleil). Ces énergies non renouvelables, qui représentaient environ 85 % de l'énergie utilisée dans le monde en 2021, ne sont pas durables. Par définition, leurs stocks sont condamnés à s'épuiser, à plus ou moins long terme, mais surtout, leur exploitation entraîne des atteintes à l'environnement, à la santé et au bien-être humain dont les travaux scientifiques ne cessent de réviser à la hausse l'ampleur. Les conséquences dramatiques de la combustion des énergies fossiles sont en effet de mieux en mieux connues, en particulier le changement climatique [Réseau Action Climat, 2022] et la pollution atmosphérique [Adélaïde *et al.*, 2021].

Pendant longtemps, atteindre un état d'équilibre dans lequel l'ensemble des besoins énergétiques seraient satisfaits par des ressources renouvelables a semblé, au mieux, une



Philippe Quirion
Directeur de recherche
au CNRS, Centre
international de recherche
sur l'environnement et
le développement (Cired)

LE COÛT DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

**A BAISSÉ DE 89 % ENTRE 2000 ET 2019,
ET RESPECTIVEMENT DE 18 % ET 40 %
POUR L'ÉOLIEN À TERRE ET EN MER
ENTRE 2015 ET 2019**

douce utopie portée par des hurluberlus. Certes, quelques scénarios 100 % d'énergie renouvelable ont été développés dès les années 1970, comme le scénario Alter pour la France [Collectif de Bellevue, 1976], mais ce dernier n'a rencontré que peu d'écho, dans un contexte marqué par le développement massif du nucléaire. Les choses ont commencé à changer au cours des années 2000, pour plusieurs raisons.

Premièrement, la prise de conscience progressive de la nécessité d'arrêter le réchauffement climatique – ce qui s'est traduit par des objectifs ambitieux pour la France à l'horizon 2050, d'abord celui de diminuer d'un « facteur 4 » les émissions de gaz à effet de serre, puis d'atteindre « zéro émission nette », c'est-à-dire de ne pas émettre dans l'atmosphère plus de gaz à effet de serre que ce que le stockage de carbone dans la biomasse va en éliminer. L'implication de ce dernier objectif est qu'il ne

faut pas seulement réduire, mais bel et bien abandonner l'utilisation des énergies fossiles, les émissions non énergétiques anticipées à l'horizon 2050 étant au moins égales à ce stockage dans la biomasse.

Deuxièmement, la baisse massive du coût de l'électricité issue des énergies renouvelables. Cette baisse a atteint 89 % entre 2000 et 2019 pour le solaire photovoltaïque, et respectivement 18 % et 40 % pour l'éolien à terre et en mer entre 2015 et 2019 [IPCC, 2022, section 6.4.2].

Troisièmement, les multiples déconvenues du nucléaire : accident de Fukushima en 2011, retards et surcoûts monstrueux des constructions de nouvelles centrales dans tous les pays occidentaux. En Finlande, le premier réacteur de type EPR, qui devait démarrer en 2009, ne l'a fait qu'en 2022... avant d'être arrêté à la suite de la découverte de fissures. Il ne sera pas remis en service commercial avant mars 2023 au plus tôt, selon la Société française d'énergie nucléaire (Sfen) [2023]. L'EPR actuellement en construction en France aura au moins douze ans de retard et un coût multiplié par au moins quatre (de 1,8 à 8,1 €/watt de capacité). Pour les deux centrales en construction aux États-Unis,

le coût estimé s'élève à environ 9 €/watt contre environ 1 €/watt annoncé initialement, selon la Sfen [2022]. La dernière annonce, en juin 2022, a même porté le coût total à 30,3 milliards de dollars pour les deux réacteurs de 1 100 MW chacun, soit 13 €/watt au taux de change actuel ^[1].

En 2019, à la suite des travaux pionniers de l'association négaWatt et de ceux de l'Ademe, Elisabeth Borne, alors ministre de la Transition écologique et solidaire, a demandé à Réseau de transport d'électricité (RTE), l'entreprise publique en charge du réseau d'électricité haute tension, d'étudier, parmi d'autres, des scénarios 100 % renouvelable pour l'électricité – présentés dans le rapport « Futurs énergétiques 2050 », en 2021. La même année, négaWatt et l'Ademe ont publié une série de scénarios couvrant, eux, l'ensemble du système énergétique et pas seulement l'électricité. Cet ensemble de travaux fournit de multiples enseignements sur la faisabilité, les opportunités et les risques liés à un scénario 100 % renouvelable pour la France. Dans cet article, je me limite au secteur qui a généré le plus de débats : le secteur électrique.

Comment satisfaire la consommation d'électricité à chaque instant ?

« L'éolien ne produit pas quand il n'y a pas de vent, le solaire ne produit pas la nuit. » Ce truisme semble satisfaire nombre d'enfonceurs de portes ouvertes sur les réseaux sociaux et dans certains médias peu exigeants. Naturellement, un système électrique 100 % renouvelable ne peut se baser uniquement sur l'éolien et le solaire – et tous ceux qui travaillent sur le sujet le savent parfaitement. Pour satisfaire la consommation d'électricité lorsqu'elle est supérieure à la production non pilotable (l'éolien, le solaire photovoltaïque, mais aussi l'hydroélectricité produite « au fil de l'eau », c'est-à-dire sans réservoir), des moyens de production flexibles sont nécessaires, dont le développement ne se heurte à aucune impossibilité.

Premièrement, les batteries. Les études de l'Ademe, de RTE et celles des chercheurs académiques [Shirizadeh et Quirion, 2021] intègrent des batteries stationnaires, dédiées au système électrique, dans leurs modélisations. Cependant, il est vraisemblable que le développement des véhicules électriques permette de

[1] AP Newsroom, 2022, « Georgia nuclear plant's cost now forecast to top \$30 billion », consultable sur www.gpb.org



recourir à cette solution en limitant le besoin d'achat de batteries neuves, d'une part, grâce au *vehicle-to-grid* – l'utilisation des batteries des véhicules électriques connectés au réseau pour stocker et déstocker de l'énergie selon les besoins –, d'autre part, en utilisant des batteries de seconde main, trop usagées pour satisfaire les utilisateurs de véhicules mais suffisamment fonctionnelles pour le réseau électrique. Le *vehicle-to-grid* a longtemps généré du scepticisme : la durée de vie des batteries n'en sera-t-elle pas réduite ? En fait, les travaux récents ont montré que si les cycles de charge et décharge des batteries des véhicules connectés sont pilotés intelligemment, le *vehicle-to-grid* ne dégrade pas la durée de vie des batteries, voire peut l'augmenter [Uddin *et al.*, 2018].

Deuxièmement, les barrages stockent l'énergie hydraulique apportée par les précipitations pour produire de l'électricité lorsque les productions non pilotables ne suffisent pas. Mieux, les « stations de transfert d'énergie par pompage » permettent de remonter de l'eau prélevée en aval, aux moments où l'électricité est bon marché, voire excédentaire, pour pouvoir produire de l'électricité plus tard. Il s'agit là du principal type de stockage d'énergie aujourd'hui en place.

Troisièmement, le *power-to-gas* consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, hydrogène qui sera stocké dans un réservoir souterrain et utilisé ensuite dans une centrale électrique (on parle de boucle *power-to-gas-to-power*)^[2]. Cela nécessite de construire ces réservoirs souterrains et un réseau de transport de l'hydrogène, mais quels que soient les choix retenus dans le secteur électrique, le développement de l'hydrogène est de toute manière indispensable – et déjà en cours – pour décarboner une partie de l'industrie lourde, à commencer par la production d'acier [Bataille *et al.*, 2021].

Quatrièmement, le biogaz, produit par la méthanisation de déchets ou de cultures intermédiaires, ou par la pyrogazéification du bois, peut être stocké dans le réseau de gaz « naturel » actuel, puis utilisé dans des centrales électriques.

Chacune de ces solutions présente des avantages et des inconvénients spécifiques, ce qui les rend complémentaires.

[2] Une variante, la méthanation, consiste à combiner cet hydrogène avec du CO₂ pour produire du méthane, la molécule qui constitue l'essentiel du gaz « naturel » que l'on connaît aujourd'hui. L'avantage est de pouvoir utiliser directement le réseau de gaz actuel, avec l'inconvénient de pertes d'énergie supplémentaires lors de la conversion en méthane. Cette option est retenue dans le scénario négaWatt [2021] et étudiée comme une variante par RTE [2021].

Ainsi, l'hydroélectricité génère très peu de pertes d'énergie mais son potentiel de développement est limité. Les batteries souffrent d'un coût élevé par unité d'énergie stockable, mais génèrent peu de pertes et présentent un coût faible par unité de puissance. Cela les rend adaptées au stockage de court terme, notamment pour stocker l'énergie excédentaire produite en milieu de journée par les panneaux solaires, et l'utiliser lors des pointes de consommation du matin et du soir. A l'inverse, la boucle *power-to-gas-to-power* génère des pertes d'énergie importantes et son coût par unité de puissance est relativement élevé (du fait du coût des électrolyseurs), mais son coût par unité d'énergie stockable est très faible. Aussi, elle est adaptée au stockage de long terme, nécessaire en particulier pour passer une longue période avec peu de vent et de soleil, comme un anticyclone hivernal.

LA BOUCLE *POWER-TO-GAS-TO-POWER* EST ADAPTÉE AU STOCKAGE DE LONG TERME, NÉCESSAIRE EN PARTICULIER POUR PASSER UNE LONGUE PÉRIODE AVEC PEU DE VENT ET DE SOLEIL, COMME UN ANTICYCLONE HIVERNAL

Le biogaz, dont la ressource est limitée et qui sera également utile pour d'autres usages, pourra servir de complément à ces trois solutions de stockage d'énergie. Mentionnons également la flexibilité de la demande d'électricité, qui consiste à décaler certains usages. Utilisée depuis longtemps en France à travers le pilotage des ballons d'eau chaude et dans certaines industries – rémunérées pour cela –, elle devient plus facile à mettre en œuvre grâce aux progrès du numérique. De plus, comme le souligne RTE [2021, section 7.3.1], parmi les usages de l'électricité qui sont amenés à se développer dans les scénarios de neutralité climatique, beaucoup sont flexibles par nature : recharge des véhicules électriques, production d'hydrogène par électrolyse.

Un système électrique 100 % renouvelable est-il plus coûteux qu'un système avec du nucléaire ?

L'étude de RTE de 2021, qui compare des scénarios comportant ou non la construction de nouvelles centrales nucléaires, aboutit à un coût plus faible pour ceux incluant un tel programme nucléaire. Ce résultat est dû en particulier au coût supplémentaire en matière de stockage d'énergie et de renforcement du réseau électrique dans les scénarios sans nouvelles centrales. Il a été utilisé pour justifier le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires, en particulier par Emmanuel



Macron lors de son discours de Belfort^[3]. Il mérite pourtant d'être relativisé : l'Ademe [2021] n'aboutit pas au même résultat et les travaux académiques auxquels j'ai participé non plus [par exemple Shirizadeh et Quirion, 2021]. L'Ademe a ainsi comparé plusieurs variantes de son scénario S3, et conclut à un écart de seulement 1 % entre les variantes avec et sans nouveau nucléaire – en utilisant pourtant le même type de modèle que RTE. Comment expliquer ces écarts ?

Premièrement, RTE est très optimiste sur le coût du nouveau nucléaire. Reprenant l'estimation du gouvernement, son étude suppose qu'à l'horizon 2050 ce coût atteindrait 4,7 € par watt (€/W), soit une baisse de 42 % par rapport à la dernière

RTE EST TRÈS OPTIMISTE SUR LE COÛT DU NOUVEAU NUCLÉAIRE. OR, POUR LES GÉNÉRATIONS DE CENTRALES PRÉCÉDENTES, ON N'A JAMAIS CONSTATÉ DE BAISSÉ AUSSI IMPORTANTE ENTRE LA TÊTE DE SÉRIE ET LES CENTRALES SUIVANTES

estimation en date pour l'EPR de Flamanville (8,1 €/W). Or, pour les générations de centrales précédentes, on n'a jamais constaté de baisse aussi importante entre la tête de série et les centrales suivantes. Le coût a même souvent

augmenté au cours du temps, y compris une fois déduite la hausse du niveau général des prix. D'ailleurs, pour son projet Sizewell C en Grande-Bretagne, EDF annonce un coût de 20 milliards de livres, soit 7,4 €/W, alors qu'il s'agira, si le projet est mené à bien, des septième et huitième EPR construits – on est loin d'une « tête de série ». De plus, les études prospectives passées ont généralement massivement sous-estimé le coût du nucléaire [Meng *et al.*, 2021].

EDF met en avant le fait que les centrales qui seraient construites en France après Flamanville seraient des « EPR 2 », à la conception présentée comme simplifiée par rapport à l'EPR de Flamanville, d'où des coûts présentés comme inférieurs. Cela interroge pour au moins trois raisons. D'abord, cette « simplification » implique la suppression de certaines dispositions destinées à améliorer la sûreté – mais la validation par l'Autorité de sûreté nucléaire, nécessaire, n'est pas acquise. Ensuite, en s'écartant du modèle de l'EPR, EDF s'expose à de nouveaux problèmes et affaiblit l'argument selon lequel les prochains réacteurs seraient nécessairement moins coûteux que celui de Flamanville, car ils bénéficieraient du retour d'expérience de

[3] Ravnigan (de) A., 11 février 2022, « Nucléaire : les risques du programme d'Emmanuel Macron », consultable sur www.alternatives-economiques.fr

ce dernier. Enfin, à Sizewell C, ce sont bien des EPR du premier type qu'EDF propose de construire. Dès lors, de deux choses l'une : soit l'EPR 2 permet significativement de diminuer le coût d'investissement pour un niveau de sécurité comparable, mais on se demande alors pourquoi EDF ne propose pas cette option aux Britanniques ; soit ce n'est pas le cas, et il n'y a pas de raison de supposer une baisse du coût aussi importante par rapport aux centrales existantes et en chantier.

Deuxièmement, RTE utilise le même coût moyen pondéré du capital (CMPC) ^[4] pour toutes les technologies. Les auteurs reconnaissent qu'il serait légitime de le différencier entre les technologies, mais arguent d'un manque de données pour le faire. Dans une variante, RTE montre cependant qu'il suffit de supposer un CMPC de 7 % pour le nucléaire et 4 % pour les autres technologies pour annuler la différence de coût entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire. Or, concernant les quelques projets en cours pour lesquels on dispose d'informations publiques, la différence de CMPC est bien plus élevée au détriment du nucléaire [Quirion, 2022]. La raison est simple : les risques de surcoût et de retard sont énormes pour les nouvelles centrales nucléaires, d'où une prime de risque réclamée par les apporteurs de capitaux. Pour diminuer le CMPC, EDF réclame un partage de ces risques entre l'Etat et l'investisseur. Cela peut fonctionner, mais, dans ce cas, il faudrait estimer la valeur de cette couverture du risque apportée gratuitement par l'Etat – ce que les études ne font pas. Au passage, l'Etat couvre également l'exploitant pour sa responsabilité civile en cas d'accident au-delà d'un plafond de 700 millions d'euros, plafond largement inférieur aux conséquences d'un accident grave (entre 50 et 240 milliards d'euros selon l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire ^[5]). Or, le coût de cette assurance gratuite n'est pas intégré dans les analyses de RTE.

Troisièmement, RTE postule pour l'éolien terrestre un facteur de capacité ^[6] beaucoup plus faible que celui que peuvent atteindre les éoliennes actuellement disponibles, et que celui retenu dans d'autres études prospectives [Quirion, 2022].

Enfin, dans son scénario de référence, RTE [2021, section 7.3.2] a retenu une configuration de flexibilité de la demande

[4] Le CPMC est la moyenne entre le taux d'intérêt (réel) des emprunts et la rémunération des capitaux propres.

[5] IRSN, 2012, « Coût économique des accidents nucléaires. Le coût économique pour deux scénarios d'accident », consultable sur www.irsn.fr

[6] Le facteur de capacité désigne le ratio entre ce que l'éolien produit sur une période donnée et sa production s'il fonctionnait à 100 % de sa capacité.



**CONTRAIREMENT À UNE CROYANCE
TENACE, NI L'ÉOLIEN TERRESTRE
NI LE PHOTOVOLTAÏQUE N'UTILISENT
DE TERRES RARES**

qualifiée de « prudente » (17 GW de demande effaçable), inférieure à la configuration qualifiée de « médiane » (25 GW) et aux hypothèses retenues par l'Ademe (22 GW) et par la Sfen (25 à 30 GW).

On ne peut donc pas conclure qu'en France, à long terme (une fois les centrales nucléaires existantes fermées), un système électrique 100 % renouvelable est plus coûteux qu'un système comportant de nouvelles centrales nucléaires. Il y a même de fortes chances qu'il soit moins coûteux, la plupart des études prospectives ayant généralement sous-estimé le coût du nucléaire et surestimé celui des éléments nécessaires à un système 100 % renouvelable.

Aura-t-on assez d'espace pour les énergies renouvelables ?

D'une manière générale, les renouvelables requièrent plus d'espace que les énergies fossiles et nucléaires. Pour autant, comme l'a montré RTE [2021], la surface qui serait mobilisée même dans un scénario 100 % renouvelable resterait minime. En particulier, les surfaces imperméabilisées du fait du système électrique (incluant les infrastructures de production, de stockage et le réseau) passeraient de 3 000 hectares en 2019 à environ 4 000 en 2050, et ce quel que soit le scénario retenu. Pour donner un point de comparaison, 1,2 million d'hectares est aujourd'hui imperméabilisé par les routes et autoroutes – et on en construit encore de nouvelles.

Surtout, la focalisation sur le solaire au sol – accusé d'acquiescer les terres agricoles – oublie un fait majeur : pour alimenter un véhicule électrique avec du solaire au sol, il faut au minimum cent fois moins d'espace que pour faire rouler un véhicule thermique à partir d'agrocultures, grâce au meilleur rendement du moteur électrique par rapport au moteur thermique, et notamment à celui du photovoltaïque comparé à la photosynthèse [Searchinger *et al.*, 2017]. Une synthèse récente des études européennes montre qu'il y a largement assez d'espace en France pour les capacités éoliennes et solaires envisagées dans les différents scénarios, même en prenant

en compte l'ensemble des contraintes à l'installation de ces capacités [Dupré la Tour, 2022].

Va-t-on vers une pénurie de ressources minérales ?

Régulièrement, la crainte d'une pénurie de ressources minérales refait surface, avec ces dernières années une focalisation sur les terres rares. Contrairement à une croyance tenace, ni l'éolien terrestre ni le photovoltaïque n'utilisent de terres rares. L'éolien maritime en consomme, mais, même dans ce domaine, des options nettement moins consommatrices existent, ce qui conduit RTE à écrire que ces terres rares « *ne présentent en pratique pas d'enjeu de premier ordre du point de vue du système électrique* ». Le principal point de tension en matière de ressources minérales concernant la transition énergétique se situe dans la production de batteries pour les véhicules électriques : lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite, dans des proportions qui varient selon les technologies de batteries. Répondre à ce défi n'implique pas de renoncer à développer le véhicule électrique, qui est indispensable pour réduire la pollution atmosphérique autant que le changement climatique. Cela invite en revanche à limiter la taille des batteries, donc la masse des voitures, ainsi que le nombre de véhicules, en mobilisant les autres leviers de baisse des émissions, comme le report vers les modes moins émetteurs : vélo, marche et transports en commun [Leroutier et Quirion, 2022].

Nous n'avons pas, dans cet article, la place de passer en revue l'ensemble des arguments technico-économiques qui sont mis en avant à l'encontre d'un système 100 % renouvelable, mais tous ces arguments ont été réfutés ailleurs, en particulier dans l'article très complet de Brown *et al.* [2018]. Cette réfutation constitue d'autant plus une bonne nouvelle que la plupart des pays du monde n'envisagent pas de recourir au nucléaire, et que beaucoup d'entre eux ne disposent pas des institutions pour y recourir dans de bonnes conditions de sûreté et sans risque de contribuer à la prolifération des armes nucléaires. Aussi, ceux qui prétendent techniquement impossible un système 100 % renouvelable défendent de fait l'utilisation à long terme des énergies fossiles, pourtant incompatible avec la stabilisation du climat.



A long terme, c'est-à-dire à l'horizon où les centrales nucléaires existantes auront été fermées (autour de 2050 si les dernières ferment après cinquante ans d'exploitation, ou 2060 si elles sont prolongées jusqu'à soixante ans), on ne peut pas aujourd'hui déterminer si un système incluant du nouveau nucléaire, en complément des renouvelables, sera plus ou moins coûteux qu'un système fondé uniquement sur des énergies renouvelables. En revanche, le second évite les risques d'accident et les autres problèmes liés au nucléaire, parmi lesquels les déchets – rappelons que même si le centre d'enfouissement Cigéo voit le jour, il n'est dimensionné que pour les centrales actuelles, pas pour une nouvelle génération de centrales.

Finalement, le seul argument valable à l'encontre d'un système électrique 100 % renouvelable est la difficulté à installer suffisamment de capacités éoliennes et solaires pour remplacer les centrales nucléaires qui vont arriver en fin de vie, et pour électrifier les usages de l'énergie aujourd'hui satisfaits par les énergies fossiles. Nous l'avons vu, l'obstacle n'est pas technico-économique, mais politique : les oppositions auxquelles font face les projets d'énergies renouvelables ralentissent nettement le développement de ces énergies, contribuant à ce que la France soit le seul pays de l'Union européenne à n'avoir pas respecté son objectif de part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020. Reste que l'argumentaire de ces opposants repose largement sur les prétendus obstacles technico-économiques dont nous avons vu l'inanité. En définitive, le principal obstacle à la mise en place d'un système électrique 100 % renouvelable est la croyance (fausse, mais diffusée par des groupes d'intérêts puissants) en son impossibilité. ■

Bibliographie

Adélaïde L. et al., 2021, « Impacts de la pollution de l'air ambiant sur la mortalité en France métropolitaine. Réduction en lien avec le confinement du printemps 2020 et nouvelles données sur le poids total pour la période 2016-2019 », Santé publique France, *BEH* n° 13, 7 septembre, p. 232-242.

Ademe, 2021, « Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat ».

Bataille C., Nilsson L. J. et Jotzo F., 2021, « Industry in a net-zero emissions world: new mitigation pathways, new supply chains, modelling needs and policy

Bibliographie

- implications », *Energy and Climate Change*, vol. 2.
- Brown T. W., Bischof-Niemz T., Blok K., Breyer C., Lund H. et Mathiesen B. V., 2018**, « Response to “Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems” », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, septembre, p. 834-847.
- Collectif de Bellevue, 1976**, *Projet Alter. Etude d'un avenir énergétique pour la France axé sur le potentiel renouvelable. Esquisse d'un régime à long terme tout solaire*, Syros.
- Dupré la Tour M.-A., 2022**, « Renewable energy potential in Europe. A systematic review », Working Papers, Cired, à paraître en 2023 dans *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- IPCC, 2022**, *Climate Change 2022. Mitigation of Climate Change*, 6^e rapport d'évaluation du Giec.
- Leroutier M. et Quirion P., 2022**, *Tackling car emissions in urban areas: Shift, Avoid, Improve*, <https://osf.io/preprints/socarxiv/f5kmd/download>
- Meng J., Way R., Verdolini E. et Diaz Anadon L., 2021**, « Comparing expert elicitation and model-based probabilistic technology cost forecasts for the energy transition », *Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS)*, vol. 118, n° 27.
- Association négaWatt, 2021**, « Scénario négaWatt 2022 ».
- Quirion P., 2022**, « Un nouveau programme électronucléaire est-il justifié pour la France ? », The Conversation France, <https://theconversation.com>
- Réseau Action Climat, 2022**, « 6^e rapport du Giec : quelles sont les conséquences réelles du changement climatique ? », <https://reseauactionclimat.org>
- RTE, 2021**, « Futurs énergétiques 2050 ».
- Searchinger T. D., Beringer T. et Strong A., 2017**, « Does the world have low-carbon bioenergy potential from the dedicated use of land? », *Energy Policy*, vol. 110, p. 434-446.
- Sfen, 2022**, « Combien coûte le nucléaire ? », disponible sur www.sfen.org
- Sfen, 2023**, « L'EPR Olkiluoto de retour sur le réseau européen », www.sfen.org
- Shirizadeh B., Perrier Q. et Quirion P., 2020**, « How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty? », *Energy Journal*, vol. 43 (1).
- Shirizadeh B. et Quirion P., 2021**, « Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage? », *Energy Economics*, vol. 95, mars, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105004>
- Uddin K., Dubarry M. et Glick M. B., 2018**, « The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective », *Energy Policy*, vol. 113, p. 342-347.