



HAL
open science

L'Europe de l'énergie, entre unité et divisions

Jacques Percebois

► **To cite this version:**

Jacques Percebois. L'Europe de l'énergie, entre unité et divisions. Paix et sécurité européenne et internationale, 2022, 18. halshs-03739688

HAL Id: halshs-03739688

<https://shs.hal.science/halshs-03739688v1>

Submitted on 28 Jul 2022

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

L'Europe de l'énergie, entre unité et divisions

Jacques Percebois

Professeur Émérite à l'Université de Montpellier (CREDEN)

Résumé

L'Union européenne s'est donné l'objectif d'atteindre zéro émission nette de carbone à l'horizon 2050, une ambition partagée par tous les pays-membres. C'est sur les moyens de mettre en œuvre cette transition énergétique que les points de vue divergent, en particulier sur la place qui doit être celle de l'énergie nucléaire dans le bilan énergétique des pays. L'Union est fortement divisée sur cette question alors qu'elle dépend encore à plus de 70 % des énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) et que la Russie reste son principal fournisseur. La guerre en Ukraine incite l'Union à sortir de cette dépendance russe mais la marge de manœuvre est très variable selon les pays-membres. Le recours à des énergies décarbonées comme le solaire et l'éolien est une solution mais cela risque aussi de créer à terme de nouvelles dépendances, notamment à l'égard de minerais et métaux stratégiques importés du reste du monde.

Mots-clés : Union européenne, transition énergétique, nucléaire, Russie, minerais et métaux stratégiques

Abstract

The European Union has set itself the goal of achieving zero net carbon emissions by 2050, an ambition shared by all member countries. It is on the means of implementing this energy transition that points of view diverge, in particular on the place that nuclear energy should have in the energy balance of countries. The Union is strongly divided on this issue, even though it is still more than 70% dependent on fossil fuels (oil, gas and coal); Russia remains its main supplier. The war in Ukraine is encouraging the Union to move away from this Russian dependence, but the room for manoeuvre varies greatly from one member country to another. The use of low-carbon energies such as solar and wind power is a solution, but it also risks creating new dependencies in the long term, particularly with regard to strategic minerals and metals imported from the rest of the world.

Keywords: European Union, energy transition, nuclear energy, strategic ores and metals

I. Introduction

Face à la guerre en Ukraine, l'Union européenne a affiché début 2022 une certaine unité, notamment pour essayer de réduire voire de supprimer à terme les importations de pétrole, de charbon et de gaz naturel en provenance de Russie. La Russie est en effet le premier fournisseur de l'Union pour ces trois énergies mais cette dépendance est très variable d'un pays à l'autre de l'Union. L'Union européenne demeure la région du monde la plus dépendante des importations d'énergie. Elle importe encore près de 90 % de son pétrole, plus de 60 % de son gaz et plus de 40 % de son charbon. Au total, elle importe près de 55 % de l'énergie qu'elle consomme. Le principal fournisseur de ces trois énergies est la Russie, et ce taux de dépendance était en moyenne en 2021 de 46 % pour le gaz, de 35 % pour le charbon et de 26 % pour le pétrole. Les risques d'un nouveau choc énergétique ne sont pas exclus, surtout pour le pétrole. C'est d'autant plus vrai que la production de pétrole de certains fournisseurs devrait diminuer à terme en raison de l'épuisement progressif des gisements ou de changements de politique énergétique. L'Union a décidé de réduire fortement sa consommation d'énergie à l'horizon 2030-2050 en privilégiant l'efficacité énergétique dans tous les secteurs, et ce faisant elle poursuit un objectif commun aujourd'hui consensuel : la décarbonation de son économie, élément central de la lutte contre le réchauffement climatique.

Derrière cette relative unité de façade il y a toutefois de fortes divergences quant au rythme à adopter, mais ces divergences sont nettement plus fortes lorsque l'on aborde le sujet de la réforme du marché de l'électricité et surtout celui de la place du nucléaire.

II. Convergence pour décarboner l'économie

Le *Fit for 55*, adopté en juillet 2021 par l'Union européenne (UE) et qui devait être voté au Parlement européen le 8 juin 2022 (ce qui ne fut pas le cas, les écologistes estimant que le projet était trop timoré ; un nouveau vote est prévu), vise à réduire de 55 % les émissions de gaz à effet de serre de l'Union d'ici à 2030 par rapport à 1990, avec l'ambition affichée d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Ce n'est pas la première transition énergétique à laquelle doit faire face l'Europe, mais c'est la première fois qu'une transition énergétique se fait au nom de la défense de l'environnement. Dans le passé, les transitions énergétiques étaient motivées par l'émergence d'une énergie plus compétitive (cas de la régression du charbon face au pétrole), par l'épuisement attendu de certaines ressources énergétiques (cas des chocs pétroliers) ou par une révolution technologique majeure (apparition de l'électricité)¹. Il s'agit aujourd'hui de lutter contre le réchauffement climatique et l'Europe entend montrer l'exemple au reste du monde. Rappelons que les énergies fossiles représentaient encore 72 % du bilan d'énergie primaire de l'Union en 2020 (33 % pour le pétrole, 25 % pour le gaz et 14 % pour le charbon), certes moins que leur part dans le bilan mondial (80 %). L'objectif est de substituer des énergies décarbonées à ces énergies carbonées, et non pas d'empiler des sources décarbonées sur des sources carbonées. C'est dans la lignée de l'Accord de Paris de 2015 et du Pacte vert européen (Green Deal) de 2019.

Mais cet objectif ambitieux ne doit pas conduire à ignorer trois autres principes fondateurs de l'Union : le principe de subsidiarité qui donne aux États membres compétence pour choisir la politique énergétique qu'ils entendent mener (même si certains textes parlent de compétence partagée entre la Commission et les États membres), le principe de concurrence

¹ Jacques Percebois (2021), « L'énergie racontée à travers quelques destins tragiques », Éditions Campus Ouvert, 2^e édition, septembre 2021.

qui oblige ces mêmes États à respecter les règles du marché, celle du marché unique de l'énergie en particulier, et le principe de la neutralité technologique inscrite dans le Traité de Lisbonne et qui laisse à chaque pays le droit d'opter pour les technologies de son choix².

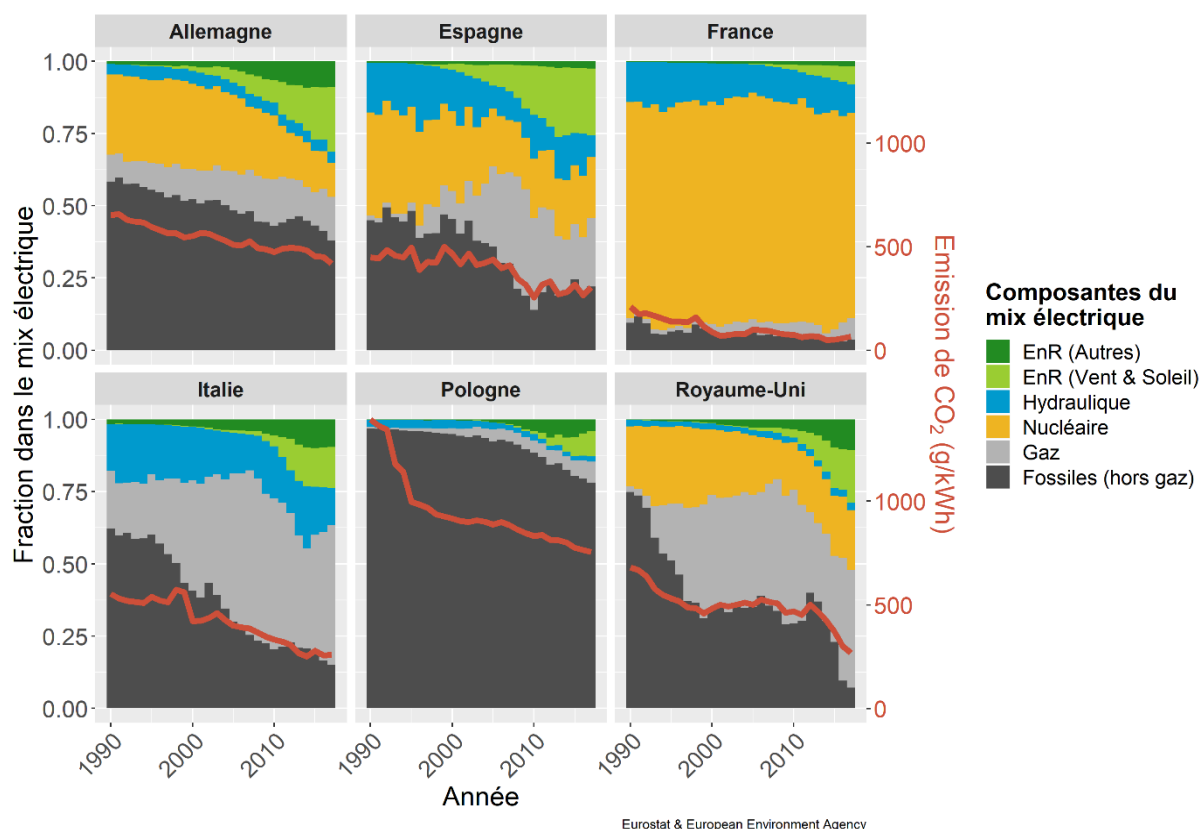
La transition énergétique va s'accompagner d'une électrification croissante des usages, notamment dans la mobilité mais aussi du fait du développement des objets connectés. Les réseaux d'électricité, qui devront en temps réel gérer des millions de points d'injection et de soutirage, auront besoin de s'appuyer sur des plateformes numériques pour opérer les arbitrages entre production, consommation et stockage de l'électricité. À titre d'exemple, le Réseau de Transport de l'Électricité en France (RTE) estime que l'électricité devrait représenter 55 % de la demande finale d'énergie en 2050 contre 25 % aujourd'hui.

Le contrôle des réseaux de transport et de distribution d'électricité va dès lors devenir un enjeu encore plus sensible qu'il ne l'est aujourd'hui, et l'État doit se méfier des risques de prises de participation de la part de capitaux étrangers, chinois en particulier. La dépendance énergétique ne prend pas seulement la forme d'un taux élevé d'importations ; elle peut aussi se traduire par un contrôle par l'étranger de certaines activités stratégiques. Les Offres Publiques d'Achat (OPA) inamicales font partie des risques nouveaux dans un contexte libéralisé. Historiquement, les différents segments de la plupart des systèmes énergétiques (production, transport, distribution et vente aux consommateurs) étaient verticalement intégrés, c'est-à-dire concentrés au sein d'un seul et même acteur, comme EDF pour l'électricité en France. Or, l'objectif de séparation patrimoniale des réseaux de transport du gaz et de l'électricité voulue par la Commission européenne s'inscrit dans un contexte de libéralisation croissante des marchés, ce qui est louable si l'on veut promouvoir la concurrence, mais il peut permettre à des opérateurs étrangers de contrôler demain les réseaux européens de gaz, et mettre ainsi en péril l'indépendance à terme de l'Union européenne. Certains États extra-européens sont déjà entrés au capital de gestionnaires de réseaux électriques : la Chine, par exemple, a pris des participations dans les réseaux électriques en Grèce, au Portugal ou en Italie et a cherché à le faire, sans succès, en Allemagne et en Belgique. Les projets chinois de « Nouvelles routes de la soie » électriques, visant à transporter de l'électricité chinoise, notamment éolienne, jusqu'en Europe grâce aux technologies en ultra-haute tension (en courant continu ou alternatif), peuvent paraître séduisants, en termes de prix ou de qualité environnementale (électricité décarbonée), mais ils comportent des risques de dépendance dont l'Union européenne doit se méfier. Contrôler les réseaux revient à imposer ses normes, valoriser ses équipements et récupérer une masse considérable d'informations sensibles. La guerre en Ukraine a pour l'instant gelé ces projets mais ils ne sont pas abandonnés.

Les deux secteurs qui partout en Europe sont au cœur de l'attention des pouvoirs publics sont celui des transports et celui du chauffage. C'est là que le potentiel d'économies d'énergie est le plus important, mais la difficulté tient au fait que la consommation d'énergie résulte ici d'une multiplicité de décisions individuelles. Certes la hausse importante des prix du pétrole et du gaz doit inciter les consommateurs à faire des économies mais ce n'est pas toujours possible, une partie de la demande étant incompressible, ne serait-ce que pour des motifs de pouvoir d'achat. Le changement d'équipements constitue souvent une barrière à l'entrée pour de nombreux ménages qui ne peuvent pas facilement changer leur chaudière à gaz ou leur véhicule à essence au profit d'équipements électriques plus performants, d'autant que le prix de l'électricité a lui aussi beaucoup progressé. Les aides ciblées (chèque énergie, aides fiscales) ne suffisent pas toujours à modifier sensiblement les comportements. Changer d'énergie c'est en général changer d'équipement utilisateur et cela est coûteux.

² Jacques Percebois (2022), « La mise en œuvre du Pacte Vert pour l'Europe à l'horizon 2050 : ambitions et contraintes », *Questions internationales*, n° 112, mars-avril, pp. 94-101.

Les graphiques ci-dessous, issus d'une étude que nous avons menée³, montrent que les pays européens sont déjà, depuis plusieurs années, engagés dans la décarbonation de leur mix électrique bien que de fortes inégalités demeurent. Les pays qui ont choisi l'option nucléaire présentent des résultats meilleurs que les autres. C'est le cas de la France. L'Italie et le Royaume-Uni ont baissé le contenu carbone de leur électricité en remplaçant largement le charbon par le gaz dans les centrales électriques puisque les émissions de CO₂ sont près de deux fois moindre avec le gaz qu'avec le charbon, mais des efforts sont encore nécessaires. Le recours aux renouvelables y contribue, comme le montre le cas allemand, pays où la part du charbon reste malgré tout élevée. Les pays qui, comme la Pologne, utilisent encore beaucoup de charbon pour produire leur électricité, ont en revanche beaucoup de chemin à parcourir pour améliorer le bilan carbone de leur production d'électricité.



III. Divergences quant à la place du nucléaire en Europe

Le nucléaire constitue aujourd'hui la principale pomme de discorde entre pays de l'Union, en particulier au sein du « couple franco-allemand ». Le nucléaire est une énergie décarbonée, à l'instar du solaire, de l'éolien, de l'hydraulique ou de la biomasse, mais c'est une énergie critiquée par une partie des écologistes à cause des déchets radioactifs qu'elle produit. Des solutions de stockage de ces déchets existent mais cela ne convainc pas les opposants. La transition énergétique ne pourra pas se faire sans le recours au nucléaire.

³ Jacques Percebois et Stanislas Pommeret (2020), « Efficacité et dépendance dans la transition énergétique européenne », *Revue de l'Électricité et de l'Électronique (REE)*, n° 3, juillet-août.

III.1. La situation actuelle

L'énergie nucléaire représente environ 10 % de la production mondiale d'électricité mais 26 % de cette production d'électricité dans l'Union européenne. Il y a 114 réacteurs répartis dans 13 pays sur 27 (c'était 14 pays quand l'Angleterre était dans l'Union). À elle seule la France représente près de la moitié de la production nucléaire de l'Union. Mais 14 pays de l'UE n'ont pas recours au nucléaire.

Les pays les plus pro-nucléaires se trouvent dans l'est de l'UE (République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Bulgarie). La part du nucléaire dans la production d'électricité est de l'ordre de 70 % en France, 53 % en Slovaquie, 48 % en Hongrie, 40 % en Bulgarie, 40 % en Belgique, 30 % en Suède. En Allemagne elle n'est plus que de 9 % et les 3 derniers réacteurs devraient être fermés fin 2022.

Certains pays ont prévu de sortir du nucléaire à terme : l'Allemagne, l'Espagne, la Belgique, la Suède. La crise actuelle, qui interroge sur le recours au gaz pour produire de l'électricité, incite ceux qui maintiennent l'option nucléaire à accentuer leurs efforts (la France) mais ne conduit pas l'Allemagne à modifier ses choix (l'Allemagne préfère prolonger ses centrales à charbon). La Belgique, qui avait prévu de sortir du nucléaire en 2025, a décidé récemment de prolonger de 10 ans au moins 2 réacteurs au-delà de 2025. Certains pays (la Pologne) envisagent de construire des centrales nucléaires...

Les perspectives du nucléaire dans l'UE sont mitigées. Certes pour le Commissaire européen Thierry Breton l'Europe devrait investir près de 500 milliards d'euros d'ici 2050 (soit 20 milliards par an) pour se doter d'un parc de nouvelle génération, mais la part du nucléaire ne devrait pas dépasser 15 % de la production d'électricité en 2050 au sein de l'UE. En France il n'est plus question de fermer 12 réacteurs comme cela était prévu par la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) et, au contraire, on prévoit d'en construire 14 (6 EPR2 à mettre en œuvre rapidement et 8 supplémentaires à programmer). De ce fait la part du nucléaire devrait se situer aux alentours de 50 % du mix électrique en 2050, certes dans un contexte où la consommation d'électricité se sera fortement accrue. L'électricité devrait atteindre 55 % du mix énergétique en 2050 contre 25 % aujourd'hui du fait du développement des usages électriques, notamment la mobilité électrique, selon RTE⁴. On a fermé beaucoup de réacteurs en Europe et on en construit peu sauf en Finlande, en France, et dans certains pays de l'est de l'Union (Hongrie, Bulgarie, Slovaquie). La tendance est toutefois à la prolongation des réacteurs en fonctionnement.

III.2. Le coût du nucléaire

Le coût du MWh du nucléaire « historique » (réacteurs en fonctionnement dits de « 2^e génération ») est rentable et c'est cela qui permet à la France de bénéficier de prix de l'électricité plus faibles que la moyenne européenne. Le coût du nouveau nucléaire (3^e génération) sera sensiblement plus élevé et dépendra fortement de la façon dont ce nucléaire sera financé donc des intérêts intercalaires payés avec les emprunts. Cela va de 60 à 100 euros/MWh. Cela est souvent plus élevé que le coût de production des renouvelables mais il faut tenir compte des coûts dits « système » liés notamment à l'intermittence et au renforcement des réseaux pour les renouvelables. Le nucléaire présente l'avantage d'être à la fois décarboné et pilotable. Une centrale pilotable est une centrale qui s'adapte à la demande d'électricité, laquelle est variable selon les heures du jour et les périodes de l'année. Une centrale non pilotable est une centrale dont la production dépend des conditions

⁴ Réseau de Transport de l'Électricité (RTE) (2021), « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios du mix de production permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 », rte-france.com.

météorologiques (disponibilité de vent ou de soleil) et c'est donc la demande qui doit s'adapter à la production. Les renouvelables ne sont pas pilotables et il faut donc prévoir des capacités de stockage ou du « *back-up* », c'est-à-dire des centrales en réserve pour faire face à l'intermittence. C'est ce que montre la dernière étude de RTE mentionnée ci-dessus. Rappelons que l'on ne sait pas aujourd'hui stocker l'électricité à grande échelle dans des conditions économiques.

L'UE étudie de nouveaux mécanismes de financement comme ceux utilisés ou programmés en Angleterre : le CFD et le mécanisme de la BAR. Le CFD (*Contract for Differences*), utilisé pour la construction de la centrale nucléaire Hinkley Point C au Royaume-Uni, permet de garantir au constructeur un prix stable durant une longue période, entre 20 et 30 ans, voire au-delà (prix qui couvre les coûts de construction et de fonctionnement). Le mécanisme de la Base d'Actifs Régulés (BAR ou RAB pour *Regulated Asset Base*) permet au constructeur de récupérer au fil de l'eau les investissements qu'il fait. C'est une logique dite de *cost-plus*, mécanisme identique à celui utilisé pour financer les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Les tarifs d'électricité payés par le consommateur d'électricité permettent de récupérer le coût de construction et de fonctionnement au fur et à mesure de la réalisation de l'investissement en évitant des intérêts intercalaires importants comme avec un emprunt.

Dans un contexte où la sécurité d'approvisionnement est une priorité, le nucléaire présente l'avantage d'être une énergie « nationale » et peu dépendante des importations. Certes l'uranium est importé mais 1) les approvisionnements sont sécurisés car les principaux exportateurs d'uranium sont des pays de l'OCDE (comme le Canada ou l'Australie) 2) l'uranium se recycle (ce qui est le cas en France qui a choisi de recycler une partie de son combustible usé) 3) on dispose d'un volume de stockage de plusieurs années (5 ans au moins) 4) le coût de l'uranium dans le prix de revient du MWh est faible (de l'ordre de 5 % contre 60 % pour le gaz dans une centrale à gaz à cycles combinés).

Il faut bien sûr tenir compte de certaines contraintes sociales liées notamment à la gestion des déchets et à la déconstruction des réacteurs. Mais des progrès existent et l'enfouissement des déchets les plus dangereux est aujourd'hui une technique prometteuse. Les exemples de la Finlande, de la Suède et même de la France le montrent puisque ces trois pays disposent déjà d'un site de stockage en grande profondeur qui sera bientôt opérationnel (à 500 mètres sous terre pour le site Cigéo en France).

La crise actuelle a montré une meilleure acceptabilité de l'option nucléaire au sein des populations occidentales qui prennent conscience des coûts et des risques liés à la dépendance face aux énergies fossiles. À cela s'ajoute le fait que la lutte contre le réchauffement climatique passe par le maintien de l'option nucléaire. Mais l'opinion publique n'est pas toujours bien informée sur la réalité des contraintes en jeu (cf. les jeunes qui pensent que le nucléaire est carboné).

III.3. Les perspectives

Il existe un potentiel important de progrès technique notamment dans 3 directions : 1) les SMR 2) les réacteurs de 4^e génération 3) la fusion.

Les SMR (*Small Modular Reactors*) sont une technologie proche de celle utilisée pour les réacteurs des sous-marins nucléaires mais leur puissance est faible par rapport aux EPR2 (de 30 à 300 MW contre 1650). Le coût de production est encore élevé mais les perspectives d'exportation sont bonnes. Il existe déjà des prototypes en Russie (modules de 35 MW sur barges) et plusieurs pays ont des projets bien avancés : c'est le cas de la Chine, du Canada, de l'Inde, du Japon et bien sûr des États-Unis avec le projet *Nuscale* de 12 réacteurs de 50 MW chacun, ou de la France qui développe le projet *Nuward* de Naval Group avec 2 réacteurs de 170 MW chacun. Ces réacteurs sont complémentaires des EPR2 et ont vocation à remplacer les centrales à charbon polluantes un peu partout dans le monde. Le gros avantage des SMR

est que ce sont des réacteurs à « sûreté passive » (l'évacuation de la chaleur résiduelle se fait sans intervention humaine en cas d'arrêt inopiné du réacteur) donc plus sûrs d'autant que leur puissance est plus faible. Mais une exportation massive conduirait à des risques de dissémination de combustible irradié selon certains experts.

La France a abandonné le projet Astrid (4^e génération) et c'est regrettable car ces réacteurs ont beaucoup d'atouts (meilleure utilisation de l'uranium, recyclage de certains déchets voire transmutation de ces déchets). Les autres grands pays nucléaires poursuivent leurs efforts dans ce domaine (notamment la Russie et les États-Unis). À terme l'avantage des réacteurs de 4^e génération tient au fait que l'accès à l'uranium ne sera plus un problème puisque ces réacteurs produisent plus de combustible qu'ils n'en consomment.

Notons qu'à l'exportation la Russie (avec la société publique Rosatom) est aujourd'hui le leader mondial incontesté même si de plus en plus la Chine s'efforce de concurrencer la Russie. La raison en est que Rosatom construit, finance et exploite clefs en mains les réacteurs qu'elle propose (système du BOO pour *build, own, operate*). La France a des perspectives d'exportation en Inde et au Moyen-Orient principalement mais il lui faudra compter avec la concurrence des Chinois et des Russes (voire des Coréens). Quant à la fusion, ses perspectives sont encourageantes mais cette technologie est encore loin d'être opérationnelle.

III.4. Conflit sur la taxonomie verte

Le débat européen sur la place du nucléaire dans la « taxonomie verte » est révélateur des clivages européens actuels. Le règlement « taxonomie » apparait en 2018 et son principe a été adopté en 2020 dans le cadre du Pacte Vert (« *Green Deal* »). Ce document énonce les énergies qui pourront bénéficier d'aides en raison de leur caractère « durable » donc favorable à la transition énergétique vers une économie « bas carbone ». Un premier Acte délégué a été adopté en juin 2021 dans lequel les énergies renouvelables considérées comme vertes ont été retenues mais qui excluait le gaz et le nucléaire. Rappelons que les actes délégués sont des actes juridiquement contraignants qui permettent à la Commission de compléter ou de modifier des éléments non essentiels des actes législatifs de l'UE, par exemple pour définir des mesures détaillées. La Commission a proposé un nouvel Acte délégué complémentaire le 31/12/2021, qui a été adopté le 02/02/2022, et qui inclut le gaz et le nucléaire mais avec des conditions restrictives car les deux énergies sont considérées comme des « technologies de transition... ». Ces dispositions doivent être soumises aux États membres et au Parlement européen (dans les 6 mois). Le vote du Parlement doit normalement intervenir avant le 10 juillet 2022. Le vote se fait à la majorité qualifiée pour le Conseil (au moins 20 États membres sur 27, représentant au minimum 65 % de la population européenne) et celui du Parlement à la majorité simple des membres (donc au moins 353 députés européens). L'entrée en vigueur est prévue pour début 2023.

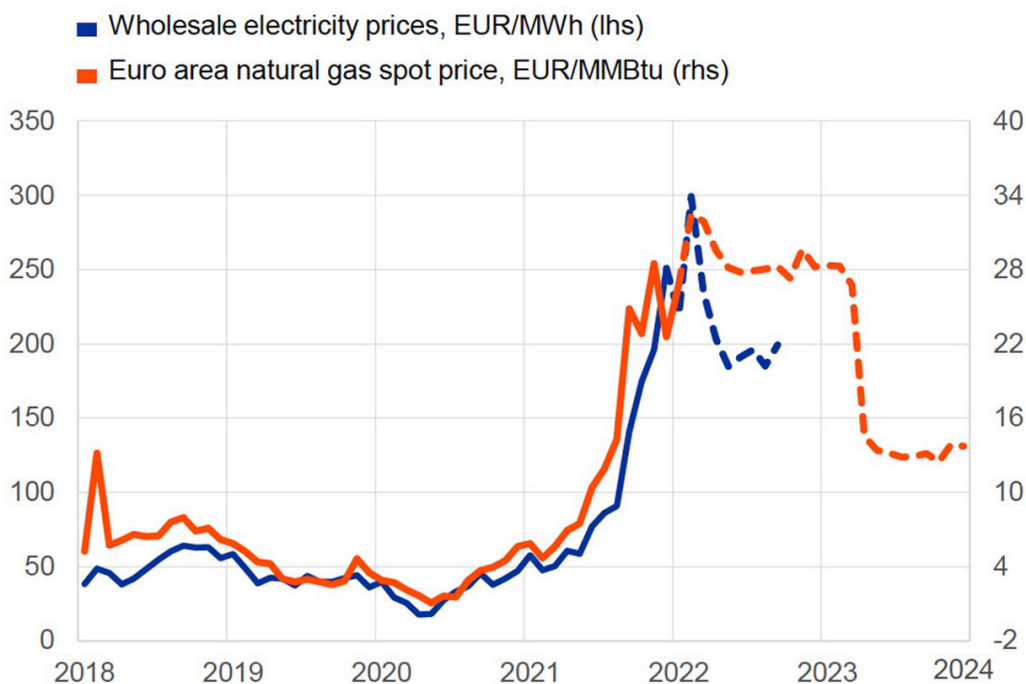
En mai 2022 l'Allemagne a fait savoir qu'elle s'opposerait à l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie. C'est un peu un « coup de poignard dans le dos » pour la France. L'Allemagne, qui dépend beaucoup du gaz russe et fait tout pour que l'embargo contre le gaz russe soit repoussé, voit d'un mauvais œil que la France puisse bénéficier d'une meilleure compétitivité grâce à son nucléaire bon marché.

Les débats sur la place du nucléaire s'inscrivent en réalité dans un débat plus large, celui de la réforme du marché de l'électricité. La libéralisation des industries de réseaux est intervenue en Europe à la fin des années 1990 (Directive « électricité » en 1996 et Directive « gaz » en 1998) et elle ouvre à la concurrence les activités de production et de commercialisation de l'électricité et du gaz. Seuls les réseaux de transport et de distribution, considérés comme des « monopoles naturels », échappent à cette concurrence et leur accès demeure régulé avec des péages fixés par une commission de régulation. C'est la concurrence sur le marché de gros de l'électricité qui pose aujourd'hui problème. Sur ce marché les prix sont devenus très volatils et,

du fait des interconnexions transnationales des réseaux électriques européens, les prix sont de plus en plus déconnectés des coûts nationaux. Les Français ont ainsi beaucoup de mal à comprendre pourquoi le prix de leur électricité dépend du prix allemand ou de contraintes observées sur les autres marchés européens. La structure du tarif réglementé de vente (TRV) fixé en France par les pouvoirs publics ne coïncide plus avec la structure du mix électrique de la France. Le nucléaire qui représente 70 % environ du mix électrique français ne compte que pour 40 % environ dans la structure du tarif payé par le consommateur. Dans un contexte où les prix de l'énergie s'envolent (ceux du gaz, du pétrole, du charbon, du carbone et par ricochet de l'électricité), tous les consommateurs aspirent à des tarifs stables et si possible raisonnables, et du coup la réforme du marché européen de l'électricité se fait de plus en plus pressante.

IV. La réforme du marché de l'électricité : un enjeu prioritaire pour tous

Sur le marché de gros européen dit *day-ahead* (la veille pour le lendemain) le prix se forme chaque heure en fonction de la loi de l'offre et de la demande ; c'est le résultat d'enchères à prix-limite (dites enchères à la française) qui fait que le prix est calé sur le coût marginal de la dernière centrale appelée, la centrale dite marginale. Rappelons que ce prix de gros est l'une des trois composantes du prix de détail payé par le consommateur, à côté du coût des réseaux et du montant des taxes (1/3 chacun environ). La règle, qui paraît logique, est que le gestionnaire de réseau appelle les centrales par ordre croissant de leurs coûts marginaux c'est-à-dire de leur coût de fonctionnement, hors coût du capital (principe dit du *merit order*). La centrale marginale est souvent une centrale à gaz en Europe, en particulier aux heures pleines et aux heures de pointe, et quand le prix du gaz s'envole sur le marché international, comme ce fut le cas fin 2021 et début 2022 (du fait d'une forte demande de gaz et des risques de rupture des approvisionnements à cause de la guerre en Ukraine), le prix de l'électricité s'envole lui aussi. La hausse du prix du CO₂ sur le marché européen du carbone a accentué le phénomène et comme la France est importatrice d'électricité carbonée aux heures de pointe, elle a subi ces augmentations. Le graphique ci-après (document de la Deutsche Bank) met bien en évidence cette bonne corrélation entre le prix de l'électricité et le prix du gaz en Europe.



On intègre aujourd'hui le coût du carbone émis dans le coût marginal des centrales utilisant des énergies fossiles (charbon, gaz ou fioul) puisque ces combustibles sont carbonés. On retient pour cela le prix observé sur le marché européen du CO₂. On devrait également tenir compte d'autres externalités, comme par exemple le coût de l'intermittence pour les énergies renouvelables (solaire et éolien), ce que l'on ne fait pas. Il faudrait logiquement intégrer le coût du stockage-déstockage de l'électricité sous forme de batteries ou de *power-to-gas-to-power*. Cela modifierait parfois le *merit order* puisque le coût marginal de l'éolien ou du solaire ne serait plus proche de zéro. Il n'y a pas de coût de combustible pour ces centrales.

Rappelons que l'objectif du marché unique est que les prix de gros convergent au sein des pays de l'Union européenne du fait des interconnexions, sauf bien évidemment en cas de congestions aux frontières. Les prix de gros ont dépassé en moyenne 250 euros le MWh sur la période novembre 2021-mars 2022 avec des pointes à 700 euros à certaines heures (et même un pic à près de 3 000 euros le 4 avril 2022 à 8h du matin), alors qu'en moyenne ils ne dépassaient guère 90 euros les années précédentes à la même période. Cette envolée se répercute sur les prix de détail, sauf à ce que les pouvoirs publics appliquent un bouclier tarifaire ce qui fut le cas en France en février 2022. L'État a gelé la hausse du TRV à 4 % au lieu de 35 %. Mais ce bouclier a un coût pour les finances publiques. Plusieurs mesures ont été évoquées pour limiter la volatilité des prix de gros.

La logique du *merit order* fait que les centrales dont le coût marginal est inférieur au prix-limite bénéficient d'une rente infra-marginale qui, contrairement à ce que beaucoup pensent, n'est pas une rente indue. Cette rente infra-marginale permet de financer les coûts fixes de l'ensemble du parc, sauf évidemment ceux de la centrale marginale qui ne récupère que ses coûts variables. C'est le problème dit du *missing money* soulevé par Stoft⁵ qui requiert de prévoir un complément de revenu pour cette centrale. Si le montant de rente infra-marginale est insuffisant pour couvrir les coûts fixes du parc, il faut mettre en place un *marché de capacité* qui rémunère la puissance afin de garantir qu'elle sera disponible aux heures de pointe ; ce fut le cas en Europe depuis 2017 en raison du bas prix récurrent du MWh sur le marché de gros du fait de l'injection à coût nul d'électricité renouvelable subventionnée, comme c'était le cas avant juin 2021. Comme cette électricité renouvelable est rémunérée hors marché à travers des prix garantis financés par une taxe (CSPE devenue TICFE), elle participe aux enchères à prix nul ce qui fait baisser le prix d'équilibre toutes choses égales par ailleurs. Ce n'est plus le cas en 2022 du fait de la hausse vertigineuse du prix du gaz qui fait plus que compenser à la hausse cet effet qui jouait à la baisse. Certains suggèrent d'instaurer un prix-plafond sur le marché de gros. On risque dans ce cas de manquer de capacités aux heures de pointe puisque les centrales à gaz dont le coût marginal est supérieur à ce prix-plafond ne seront pas déclarées disponibles au moment des appels d'offres.

Une solution serait plutôt de limiter les appels de puissance à ces heures en réduisant la demande mais rien ne garantit que le potentiel d'effacement serait suffisant. Dans le meilleur des cas on n'aurait plus besoin de faire appel à des centrales à gaz. L'effacement plus ou moins autoritaire de la demande et le délestage ciblé contribueraient à limiter l'appel de centrales coûteuses aux heures les plus chargées de l'année, donc atténueraient la volatilité des prix de gros. Mais il faut étudier le coût collectif d'une telle mesure. Délester certains consommateurs est au demeurant bien éloigné des objectifs d'un service public, d'autant que cela pourrait rompre le principe dit de l'égalité de traitement des usagers face au service public si des discriminations étaient observées.

Une autre solution serait de faire baisser le prix du gaz en procédant à des achats groupés des importateurs européens. À défaut, le risque sera de faire appel aux centrales à charbon si

⁵ Stoft S. (2003), « Demand for operating reserves : key to price spikes and investment », *IEE Transactions on Power Systems*, pp. 470-477.

le coût variable de ces centrales est moindre que celui des centrales à gaz (coût du carbone compris). Mais dans un contexte de pénurie de gaz à l'échelle mondiale, la tentation de chaque pays est de jouer sa carte nationale pour son approvisionnement et les projets européens d'achats collectifs sont pour l'instant demeurés lettre morte.

Certains suggèrent de modifier le mécanisme d'enchères et d'opter pour des enchères dites discriminantes ou *à la hollandaise*, c'est-à-dire des enchères à prix demandé. Les offres sont classées par coût marginal croissant et les centrales retenues à chaque heure bénéficient du prix demandé et non du prix-limite. Comme elles ne récupèrent que leur coût variable il faut prévoir un marché de capacité pour financer les coûts fixes. Il faut également anticiper les comportements stratégiques comme celui induit par la *malédiction du vainqueur*. Le moins-disant peut regretter d'avoir gagné puisque sa rémunération est moindre que celle de ses concurrents. Anticipant cette malédiction il proposera un prix d'offre supérieur à son coût marginal. Il réduit ce faisant la probabilité d'être retenu mais en cas de victoire sa rémunération sera plus forte. Comme tous les offreurs font le même raisonnement, les prix d'offres risquent d'être systématiquement supérieurs aux coûts marginaux.

Une façon de réduire le poids accordé au marché de gros serait de favoriser la signature de contrats à long terme entre producteurs et fournisseurs, d'une part, et entre fournisseurs et consommateurs, d'autre part, le marché spot ne jouant plus alors qu'un rôle de marché d'ajustement. Tous les fournisseurs pourraient ainsi bénéficier d'une garantie d'approvisionnement en nucléaire de base par exemple, à un prix négocié et pour une durée de plusieurs mois voire plusieurs années. En France une telle solution exigerait probablement une réforme du statut d'EDF, ce qui est d'ailleurs en débat. Ces contrats comporteraient des clauses d'indexation et de renouvellement qui permettraient à ces fournisseurs de bénéficier d'un approvisionnement garanti à un prix relativement stable. Certains gros consommateurs industriels bénéficient déjà de tels contrats (soit à prix fixe sur plusieurs mois soit à un prix indexé sur le prix spot), mais la Commission européenne est réticente au motif que cela pourrait constituer une entrave au développement de la concurrence, comme l'a rappelé un récent rapport de l'Association des Régulateurs Européens (ACER)⁶. Ces contrats pourraient inclure des clauses exigeantes d'effacement qui permettraient au fournisseur de mieux gérer la courbe de charge de ses clients. C'est vers cette solution hybride (marché et contrats de long terme) que l'on semble s'acheminer aujourd'hui en Europe.

L'abandon programmé des énergies fossiles et le recours massif aux énergies renouvelables pourraient laisser penser que la dépendance de l'Union européenne à l'égard des importations d'énergie va disparaître progressivement. C'est oublier que le développement des énergies renouvelables et des technologies qui leur sont associées (comme les batteries) requièrent la disponibilité de métaux et minerais qui sont souvent extraits ou transformés dans des pays étrangers, en Chine tout spécialement. Le risque, si l'on n'y prend pas garde, serait de substituer à terme une nouvelle dépendance à la dépendance actuelle.

V. Vers de nouvelles dépendances ?

La guerre en Ukraine a révélé au grand public la forte dépendance de l'Union européenne aux importations d'énergie en provenance de Russie. L'objectif est d'instaurer un embargo progressif sur ces importations d'énergie, le pétrole et le gaz en particulier, mais ce n'est pas simple car le degré de dépendance varie fortement d'un pays européen à l'autre et l'on voit se dessiner des fractures entre pays dans la mise en œuvre pratique d'une telle mesure. Là

⁶ ACER (2022), « ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market », site de l'ACER.

encore l'Allemagne joue un rôle déstabilisant et freine les efforts collectifs dans la mesure où le pays est fortement dépendant de la Russie, pour sa consommation de gaz en particulier.

Au moment des chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1981 l'Europe a su prendre des mesures contraignantes pour réduire sa demande d'énergie, diversifier ses importations de pétrole et de gaz et développer des sources nationales d'énergie, comme le nucléaire. Elle a ainsi acquis une certaine résilience⁷. À l'époque la part des hydrocarbures dans le bilan énergétique des pays européens était bien supérieure à ce qu'elle est aujourd'hui. La crainte d'une pénurie physique de pétrole était réelle, ce qui n'est plus le cas aujourd'hui du fait des nombreuses découvertes réalisées depuis. C'est le Moyen-Orient qui était la zone d'approvisionnement la plus sensible pour les Européens ; aujourd'hui c'est la Russie.

Les deux tableaux ci-après montrent le poids élevé de la Russie dans les importations de pétrole et de gaz de l'Union européenne, pour certains pays tout particulièrement. Mais il n'y a pas que les hydrocarbures qui sont en cause ; certains minerais ou métaux sont indispensables à la transition énergétique, que ce soit pour la production de cellules photovoltaïques, de pales d'éolienne ou pour la production de batteries et d'électrolyseurs destinés à produire l'hydrogène.

Poids de la Russie dans le pétrole européen (source : Eurostat)

Poids des fournisseurs dans les importations de pétrole de l'U.E. en 2021(%)	Part des importations de pétrole en provenance de Russie dans la consommation de pétrole du pays en 2020 (%)	Poids des fournisseurs de pétrole de la France en 2021 (%)
Russie 27%	Slovaquie 78,4%	Arabie saoudite 15%
Irak 9%	Pologne 67,5%	Kazakhstan 14%
Arabie Saoudite 8%	Roumanie 32,8%	Russie 13% (dont gazole)
Nigeria 8%	Allemagne 29,7%	Nigeria 12%
Etats-Unis 5%	Belgique 22,2%	Algérie 12%

Poids de la Russie dans le gaz européen (source : Eurostat)

Part du gaz dans la consommation d'énergie en 2020 (%)	Part des fournisseurs de gaz de l'Union européenne en 2021 (%)	Part des fournisseurs de gaz de la France en 2021 (%)
Italie 40%	Russie 46,8%	Norvège 36%
Hongrie 36%	Norvège 20,5%	Russie 17%
Roumanie 29%	Algérie 11,6%	Algérie 8%
Allemagne 26%	Etats-Unis 6,3%	Pays-Bas 8%
France 19%	Qatar 4,3%	Nigeria 7%
Suède 10%	Autres 10,5%	Qatar 2%

⁷ PERCEBOIS Jacques et SOLIER Boris (2022), « Pour une transition énergétique résiliente », in DERDEVET Michel « Dans l'urgence climatique », Gallimard, Folio, pp. 52-72.

Certains minerais sont aujourd'hui indispensables à la transition énergétique. On pense au lithium, au cobalt, aux terres rares et à bien d'autres produits qui sont des matières premières incontournables dans la fabrication des batteries, des cellules photovoltaïques ou des moteurs électriques. Certes, à la différence des hydrocarbures qui sont détruits au cours du processus productif, les métaux se recyclent et le progrès technique permet souvent de trouver des substituts. Ces minerais, dont les réserves et la production sont parfois concentrées dans certains pays en développement, sont souvent traités et raffinés en Chine avant d'être exportés en Europe. Notons aussi que parmi les dix premiers fabricants mondiaux de batteries, sept sont chinois, deux coréens et un japonais... L'Europe qui est largement absente de ce secteur s'efforce aujourd'hui de rattraper son retard.

Un risque important et qui ne doit pas être sous-estimé dans les coûts de la transition énergétique est celui de l'émergence de nombreux « coûts échoués » (*stranded costs*) du fait de l'abandon de secteurs ou d'infrastructures dont l'utilité va disparaître avec la transition. Que deviendra par exemple la valeur du réseau de gaz européen si le gaz décarboné ne joue plus qu'un rôle d'appoint ? Ce réseau peut-il être affecté au transport de l'hydrogène ? Les chaînes de montage des véhicules électriques sont différentes de celles des véhicules thermiques dont l'abandon est prévu en 2035 (au niveau de la commercialisation du moins). Il en va de même pour toutes les installations qui fonctionnent avec du gaz ou des produits pétroliers. Construire c'est aussi détruire, comme le rappelle la théorie schumpétérienne de l'innovation, et toute transition s'accompagne de coûts de régression liés à la disparition d'activités en place. L'impact sur le tissu industriel et l'emploi doit être anticipé : il y aura des gagnants et des perdants et la puissance publique se doit d'accompagner les perdants. Des mutations profondes seront observées au niveau de la qualification des emplois et cela aura un impact sur les besoins de formation.

Un dernier risque ne doit pas non plus être ignoré : celui de repli sur soi national en cas de difficultés majeures. L'ambition d'aller vers une économie « bas carbone » est largement partagée au sein de l'Union européenne mais tous les pays ne vont pas d'un même pas. Que se passera-t-il en cas de crise majeure (risque de *black-out* électrique, rupture d'approvisionnement de produits stratégiques) ? Est-on certain que la solidarité entre États membres jouera ? L'interdépendance croissante entre pays-membres dans le domaine électrique en particulier peut favoriser un retour du protectionnisme si certains pays ont le sentiment que les choix faits par d'autres sont coûteux pour eux. Ce sont les épreuves qui révèlent les faiblesses des coalitions.

La guerre en Ukraine sonne peut-être la fin de la mondialisation et celle du « village planétaire ». On voit se dessiner une régionalisation par blocs de l'économie mondiale : un bloc autour des États-Unis, dont l'Union européenne est de plus en plus dépendante pour ses approvisionnements dans beaucoup de domaines, un bloc autour du trio constitué par la Russie, la Chine et l'Inde qui cherche à attirer l'Afrique dans sa zone d'influence, et le reste du monde qui hésite entre diverses attractions. La Chine veut bien que le reste du monde continue à dépendre d'elle mais elle ne veut plus dépendre du reste du monde et elle tend à se replier sur son marché intérieur qui est suffisamment important pour bénéficier d'économies d'échelle. Ses ressources nationales et sa maîtrise des nouvelles technologies sont telles qu'elle peut viser à l'autonomie dans beaucoup de secteurs, ce qui ne l'empêche pas d'investir massivement en Afrique ou en Amérique latine pour prendre le contrôle de matières premières agricoles ou minérales dont elle a et aura besoin demain.

VI. Conclusion

En renonçant aux énergies fossiles, l'Union européenne devrait très largement recouvrer son indépendance énergétique à terme puisque l'énergie décarbonée sera principalement produite en Europe. Mais indépendance énergétique ne signifie pas nécessairement non-vulnérabilité industrielle car certaines technologies utilisées seront encore tributaires d'approvisionnements étrangers.

L'UE se veut vertueuse dans la lutte contre le changement climatique et elle entend montrer la voie au reste du monde. Elle n'a pourtant émis que 7,9 % du CO₂ mondial en 2020 contre 30,7 % pour la Chine et 13,8 % pour les États-Unis⁸. Elle s'est fixé des objectifs très ambitieux en espérant que les autres grands pays émetteurs de gaz à effet de serre ne se comporteront pas en « passagers clandestins ». Il lui faut tout à la fois réussir son pari et convaincre ses concurrents que c'est la bonne stratégie. L'Union européenne demeure encore divisée sur la façon dont elle doit réduire sa dépendance à l'égard des importations russes d'énergie. Et elle est aussi divisée sur la place qui doit être donnée à l'énergie nucléaire. Le Traité de l'Euratom est antérieur au Traité de Rome. Ce traité fait obligation aux États signataires de favoriser le développement de cette énergie. L'Allemagne, par idéologie anti-nucléaire, veut non seulement sortir du nucléaire, ce qui est son droit, mais s'oppose à l'introduction de cette énergie dans la taxonomie verte donc cherche à gêner ses voisins qui ont fait le choix de l'atome. L'Allemagne n'a pas dénoncé ce Traité de l'Euratom et cette position de principe contre le nucléaire fragilise aujourd'hui l'unité de l'Union, à un moment où elle en a pourtant bien besoin.

La transition énergétique est engagée en Europe ; elle repose sur un consensus minimal quant aux objectifs lointains (lutter contre le réchauffement climatique) mais de fortes divisions subsistent entre pays quant aux moyens pour y parvenir. Le conflit en Ukraine ne fait d'ailleurs qu'exacerber ces divisions, notamment au sein du « couple franco-allemand ». Une certitude est commune à tous les pays-membres de l'Union : la transition sera coûteuse pour le consommateur. L'abandon des énergies fossiles ne se fera pas avec un bas prix du pétrole et un prix nul du carbone émis. Il faut un prix élevé de l'énergie et un prix élevé du CO₂ pour inciter aux économies et financer les investissements de la transition. Il faut aussi taxer les importations carbonées si l'on veut réduire l'empreinte carbone des Européens. C'est l'objet du projet de taxation du carbone aux frontières de l'Union. Il ne faut pas se contenter de taxer le carbone émis sur le territoire de l'Union, il faut aussi taxer le carbone émis lors de la production et du transport des produits que nous importons (ce que l'on nomme « empreinte carbone »). Le consensus est ici nécessaire car cela aura un coût pour tous les consommateurs. Souhaitons que la solidarité entre les pays de l'Union permette d'aider à mieux supporter ce coût, notamment pour les catégories sociales défavorisées.

VII. Références

ACER (2022), « ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market », site de l'ACER.

PERCEBOIS Jacques (2022), « La mise en œuvre du Pacte Vert pour l'Europe à l'horizon 2050 : ambitions et contraintes », *Questions internationales*, n° 112, mars-avril, pp. 94-101.

PERCEBOIS Jacques et SOLIER Boris (2022), « Pour une transition énergétique résiliente », in DERDEVET Michel « Dans l'urgence climatique », Gallimard, Folio, pp. 52-72.

⁸ BP Statistical Review of World Energy (2021).

- PERCEBOIS Jacques (2021), « L'énergie racontée à travers quelques destins tragiques », Éditions Campus Ouvert, 2^e édition, septembre 2021.
- PERCEBOIS Jacques et POMMERET Stanislas (2020), « Efficacité et dépendance dans la transition énergétique européenne », *Revue de l'Électricité et de l'Électronique (REE)*, n° 3, juillet-août.
- Réseau de Transport de l'Électricité (RTE) (2021), « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios du mix de production permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 », rte-France.com.
- STOFT S. (2003), « Demand for operating reserves : key to price spikes and investment », *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 470-477.
- BP Statistical Review of World Energy (2021).