

Le rôle du nucléaire dans un monde neutre en carbone

Par Dominique FINON
CNRS, CIRED

Pour beaucoup, le nucléaire est condamné à disparaître au plan mondial devant le succès économique des renouvelables (EnR) qui contraste avec les déboires actuels du premier. Dans cet article, nous démontrons par l'absurde qu'une décarbonation du secteur électrique mondial sans nucléaire et sur la base des seules EnR rencontrera des obstacles physiques et économiques incontournables, ce qui se reflète dans les scénarios mondiaux recensés récemment par l'IPCC pour conjurer la croissance des émissions de gaz à effet de serre. Reste à trouver des solutions pour rehausser la valeur économique du nouveau nucléaire et de toutes les technologies non émettrices en créant une rente carbone, inexistante à l'heure actuelle, et en réduisant son incompatibilité avec le capitalisme financiarisé, ce que l'on fait déjà très largement pour les EnR.

Trois ans après la COP21, les émissions de CO₂ continuent d'augmenter, et le monde est en voie de perdre la bataille climatique. Aujourd'hui encore, près des trois quarts de l'électricité proviennent du charbon, du gaz ou du pétrole. Respecter une trajectoire de réchauffement inférieure à 2°C nécessiterait que 80 % de l'électricité soit décarbonée à l'horizon 2050, voire 100 % selon certaines études (IPCC, 2015). Beaucoup, grisés par l'observation des baisses radicales des prix de revient des EnR à apports variables – respectivement 30 % pour l'éolien sur terre, 50 % pour l'éolien en mer et 65 % pour le solaire PV de grande taille selon les chiffres récents de l'International Energy Agency (ETP report, 2017) –, n'hésitent pas à envisager un futur décarboné dans le secteur électrique mondial qui reposerait sur le recours massif aux EnR, en excluant les autres technologies bas carbone, le nucléaire en tête.

La mauvaise passe traversée par le nucléaire depuis l'accident de Fukushima pourrait plaider en faveur d'une telle vision du futur dont il serait banni. La part du nucléaire dans la production électrique mondiale tend à diminuer depuis le maximum de 18 % atteint en 1996, pour s'établir à 11 % en 2017, une tendance qui devrait se poursuivre au cours de la prochaine décennie selon l'International Atomic Energy Agency (IAEA, 2018). L'abandon progressif de l'énergie nucléaire a été confirmé dans sept pays européens, rejoints en 2016 par Taïwan et la Corée du Sud qui ont décidé d'un moratoire à la suite d'un changement politique. Les complications ayant affecté la construction des premiers réacteurs avancés en Europe et aux États-Unis ont jeté une suspicion supplémentaire sur l'économie du nouveau nucléaire. Mais est-ce pour autant que l'on pourrait se passer du nucléaire pour procéder à la décarbonation d'un secteur

électrique mondial allant croissant (+ 80 à 100 % à attendre d'ici à 2050) avec des EnR assumant 80 à 100 % de la production mondiale ? Est-ce pour autant qu'il ne faudrait pas faire figurer le nucléaire dans la liste des technologies bas carbone établie par l'Accord de Paris ?

Nous détaillerons dans la suite de cet article les raisons pour lesquelles le nucléaire jouera un rôle dans la *deep decarbonisation* globale en critiquant le (soi-disant) réalisme des scénarios à très forte part d'énergies renouvelables. Puis nous identifierons les conditions réglementaires et économiques qui permettraient au nucléaire de se développer efficacement dans les économies émergentes dirigées et de sortir de la crise qu'il connaît actuellement dans les économies développées régulées par le marché. On pense au « dé-risque » des investissements lourds en capital en production électrique et à la généralisation au nucléaire des dispositifs qui valorisent les émissions de carbone évitées par les renouvelables.

Peut-on tabler uniquement sur les EnR pour décarboner l'électricité ?

Le nucléaire n'est pas exclu des perspectives énergétiques et électriques de long terme. Le rapport spécial du GIEC de 2018 sur l'importance de ne pas dépasser le seuil de 1,5 °C a balayé les nombreux exercices de prospective appelant à une limitation drastique des émissions cumulées (IPCC, chapitre 4, 2018). Ce rapport montre que, sur 411 scénarios analysés, seuls 90 seraient compatibles avec le plafond de hausse de 1,5 °C, un constat se fondant sur des « hypothèses d'innovations les plus élevées » en y incluant le nucléaire. Sa part tourne autour de 10 % de la production électrique totale en 2050, mais pas au-delà. Le recours au nucléaire y est limité non pas pour

des raisons économiques, mais du fait que lui est imposé un surcoût artificiel qui reflèterait le rejet social dont il est l'objet dans certains pays et en raison des difficultés de maîtrise de cette technologie complexe en respectant les standards de sûreté les plus élevés pour la rendre acceptable dans les autres pays. En prenant le problème sous un autre angle pour expliquer pourquoi le nucléaire doit jouer un rôle dans la *deep decarbonisation* aux côtés des EnR, on peut raisonner par l'absurde en démontrant l'irréalisme physique et économique des scénarios prônant de très fortes parts d'EnR (80 % et plus) dans le secteur électrique mondial.

Les contraintes physiques

Les pays tablant sur un recours massif aux EnR à apports variables (EnRv) ne peuvent ignorer les contraintes physiques dues à la faible densité de leurs productions, ce qu'évitent les projets nucléaires. En termes d'emprise au sol, pour produire 1 TWh par an, il faut mobiliser en gros 60 km² par ferme éolienne terrestre, 10 km² par champ de panneaux solaires, mais moins de 0,6 km² pour une installation nucléaire. Une production de 100 TWh par des éoliennes demanderait donc 6 000 km², par des panneaux PV 1 000 km² et par du nucléaire seulement 60 km². S'il est matériellement possible de mobiliser autant de foncier à très grande échelle, ce ne serait possible que dans les pays à densité démographique moyenne et forte et à des coûts économiques et politiques très élevés avec des problèmes croissants d'acceptabilité de ces projets. Par ailleurs, des contraintes se concrétiseront également sur les besoins en matériaux de base, à côté de celles bien connues sur les métaux rares. On peut calculer que pour produire un MW, le solaire PV mobilise 10 fois plus d'acier et 12 fois plus de cuivre que le nucléaire pour une même quantité d'énergie électrique chaque année ; *a fortiori*, une centrale nucléaire produit 5 fois plus d'électricité (Beutier, 2018)⁽¹⁾. L'étude de référence de Vidal, Arndt et Goffé (2013) sur les besoins en matériaux de base dans un scénario mondial d'un secteur électrique à 100 % EnR en 2050 montre que les montants cumulés de béton, d'acier, d'aluminium, de cuivre et de verre immobilisés dans les équipements des éoliennes et des panneaux PV représentent de 2 à 8 fois la production mondiale de ces matériaux en 2010. De façon concrète, on peut s'attendre à des hausses de prix importantes, qui se répercuteront sur les coûts de ces équipements.

Les contraintes économiques

En termes économiques, le coût total de production par des mix électriques à 80-100 % d'EnR ne manquera pas de s'écarter de ce qu'il serait dans un mix optimisé, c'est-à-dire sans que l'on « force » le développement des EnRv. La différence croissante entre les coûts totaux est due au besoin croissant de technologies flexibles (turbines à rampe rapide, stockage, pilotage de la demande par effacement) et de capacités de pointe supplémentaires pour

assurer la sécurité de la fourniture et la stabilité du système. Elle est due également au développement accru des réseaux de transport et de distribution du fait de la dispersion géographique des productions EnR. À cela s'ajoute un phénomène moins connu, celui de la baisse de valeur des productions de MWh d'EnRv au fur et à mesure de leur développement dans un système électrique : cette valeur baisse du fait de l'autocorrélation des productions éoliennes entre elles, comme de celle des productions PV entre elles. Il s'ensuit qu'à partir d'un certain niveau de développement des EnRv dans le système, les revenus de tout nouvel investisseur en EnR sur les marchés électriques ne lui permettent plus de couvrir ses coûts fixes non seulement en capital, mais également en exploitation. Dépasser la part optimale des EnRv dans le mix électrique en s'appuyant sur des dispositifs de soutien de type tarifs d'achat comme le font les politiques visant des parts d'EnR de 80-100 %, a un coût d'opportunité croissant par rapport aux politiques modérées, et ce d'autant plus qu'elles peuvent mobiliser le nucléaire. Ce coût se retrouvera forcément dans la facture des consommateurs.

Ce seuil s'établit autour de 10 % dans les pays européens où l'option nucléaire reste ouverte. Les techniques perfectionnées de stockage, dont on ne cesse de nous vanter les mérites, ne rehausseront que de 4 à 5 % ce seuil ; elles ne seront en rien la panacée économique que l'on nous annonce (Hirth, 2016 ; Villavicencio et Finon, 2018). Dans les pays où l'option nucléaire est fermée, la part optimale des EnRv dans le mix ne montera pas au-delà de 40 % environ (Hirth, 2015), même avec un prix élevé du prix du carbone qui pénaliserait lourdement les équipements fossiles. Tôt ou tard, la question de ce coût viendra sur la table face à la croissance très rapide du montant de la taxe dédiée qui sert à financer le surcoût de ce type de politique, comme on l'a vu récemment en Allemagne, où cette taxe pour les ménages et les PME atteint 70 €/MWh, à comparer à un prix de marché de 50-60 €/MWh auquel elle s'ajoute, et ce pour une part de production d'EnRv de 28 %, bien loin des 80-100 % qu'elle veut atteindre dans le futur.

Dans les pays émergents, le secteur électrique n'a été libéralisé que de façon modérée à travers l'instauration d'un régime d'acheteur unique qui maintient le rôle central du planificateur. On assiste actuellement au développement de contrats avec des investisseurs dans des projets EnR faciles à mettre en œuvre. Mais tôt ou tard, une fois dépassé le seuil de part optimale d'EnR dans le mix électrique, le planificateur commencera à s'interroger sur le coût d'opportunité de ce développement à grande échelle, devant l'importance des coûts de système (*back-up*, technologies flexibles, réseaux supplémentaires, etc.) et l'absence de réduction des émissions du fait du besoin de disposer de centrales fossiles en *back-up*. Certes, dans les pays émergents à fort ensoleillement, là où les besoins de climatisation vont se développer, les productions de solaire PV vont présenter une valeur économique bien meilleure que dans les pays développés de la zone tempérée, grâce à une bonne corrélation entre productions solaires et usages de climatisation. Mais la part optimale de ce moyen de production particulier ne dépassera pas pour autant un

(1) Voir aussi, s'agissant des besoins en matériaux par MW produit, les données du récent rapport de la Banque mondiale, "The Growing Role of minerals and metals for a low carbon future".

niveau de 15-20 %. Il s'ensuit que dans les pays prenant au sérieux leurs engagements climatiques et pouvant disposer de ressources en capitaux, la production nucléaire pourrait occuper une place non négligeable, sans que les EnR voient leur champ de développement se restreindre. Dans les pays qui s'ouvrent à la démocratie, il reste à y rendre l'option nucléaire socialement acceptable par l'imposition de conditions de sûreté très strictes et la mise en place d'institutions de contrôle compétentes et indépendantes.

Tout bien pesé, et étant donné les contraintes physiques et économiques qui pèseront sur le développement à très grande échelle des EnR, des facteurs puissants devraient inciter un grand nombre d'États à considérer avec intérêt l'option nucléaire : problème de l'acceptabilité locale des projets EnR, contrainte foncière, renchérissement des matériaux de base et des projets, coût d'opportunité croissant des politiques électriques tout EnR, etc. D'ici là, des dispositions devront être prises pour limiter les handicaps économiques et financiers du nucléaire dans les économies de marché et les pays émergents.

Surmonter les handicaps économiques du nucléaire

La technologie nucléaire est d'abord pénalisée par le peu de compatibilité de ses caractéristiques avec le fonctionnement des démocraties industrielles qui conduit à une amplification irraisonnée de la perception par le public de ses risques. À cela s'ajoute le caractère très capitalistique de la technologie nucléaire qui la rend peu compatible avec le capitalisme financier et la norme libérale qui régissent actuellement les économies développées. Les projets nucléaires sont à fort CAPEX avec de très longues durées d'immobilisation des capitaux correspondant aux années de construction et un temps de retour sur investissement très étiré, ce qui n'attire aucunement la « finance⁽²⁾ ». De plus, la libéralisation des secteurs électriques dans les économies développées a renchéri très sensiblement le prix du capital du fait de risques accrus par rapport à l'« ancien régime », celui du monopole réglementé. Ces changements ont eu aussi des effets très significatifs sur les coûts du nucléaire. Une progression de 5 à 10 % de ces coûts augmente le prix de revient par MWh de 65 à 110 \$/MWh, soit 70 % lorsque le coût d'investissement sec est de 5 250 \$/kW, selon la Nuclear Energy Agency de l'OCDE (NEA-OECD, 2015a, p. 122).

Les économies émergentes ont des structures politiques et industrielles différentes, notamment un secteur électrique non libéralisé. La dynamique des coûts diffère largement dans ces pays, où le système électrique est resté proche du régime de monopole public, avec l'établissement du régime d'acheteur unique et où les risques d'investissement sont reportés sur les consommateurs. Les problèmes économiques inhérents aux caractéristiques de la

technologie nucléaire sont plus facilement surmontables. Il s'ensuit que ces économies représenteront le champ principal de développement du nucléaire d'ici à 2050. Dans son *survey* annuel de 2018, l'IAEA – qui anticipe une stabilisation de la part du nucléaire à 10-11 % d'ici à 2050 avec le passage de la capacité installée de 392 à 748 GW – considère que 90 % de la croissance des capacités s'effectueront dans les économies émergentes, en particulier en Asie de l'Est et du Sud (IAEA, 2018). En Europe, en Russie et en Amérique du Nord, les créations de capacités compenseront tout juste les fermetures d'équipements.

Des handicaps surmontables dans les économies émergentes

Les structures industrielles des économies émergentes dont le secteur électrique est peu libéralisé permettent de réduire très sensiblement le coût du financement (avec des coûts du capital inférieurs à 5 %), de développer un partenariat durable entre le constructeur et les électriciens, comme c'est le cas en Chine et en Corée du Sud, et de pouvoir rechercher des effets de série et de standardisation en s'appuyant sur le même modèle de réacteur. La maîtrise des coûts de construction est plus facile, car ces pays installent avant tout des réacteurs de deuxième génération – c'est-à-dire une technologie éprouvée –, dont la puissance de 900 à 1 200 MW est mieux adaptée à leurs besoins. Le régime de l'acheteur unique ouvre la possibilité de signer des contrats de long terme à des prix garantis entre celui-ci (l'ex-monopole public) et l'investisseur, ce qui permet de gommer les risques de marché (prix, volume) et de réduire significativement le coût du capital. De plus, dans les pays ayant une industrie de construction électromécanique, celle-ci cherche à élargir ses activités vers la construction nucléaire en recherchant un transfert efficace de technologies avec un vendeur étranger. Dans de tels contextes, il s'établit spontanément une relation partenariale avec les entreprises électriques acheteuses elles-mêmes dotées d'une forte capacité d'*engineering*. C'est une source d'efficacité indéniable, comme on le voit en Chine et en Corée du Sud qui ont répliqué le modèle français des années 1970-1980. Les coûts des réacteurs de deuxième génération y ont été bien maîtrisés, les coûts secs d'investissement de ces réacteurs s'établissant entre 1 800 à 2 000 \$/kW selon la NEA-OECD (2015a, p. 215), soit trois fois moins que le coût des premiers EPRs européens.

Cela dit, la contrainte pesant sur les financements nécessaires pour investir dans des équipements nucléaires dans les autres économies émergentes reste forte⁽³⁾ : il s'agit à la fois du contexte de rareté des ressources financières qu'il faudrait diriger vers les investissements de long terme dans des infrastructures et des équipements capitalistiques et la crise récurrente de la dette publique dans de nombreux pays (Moslener *et al.*, 2015). Les organismes multilatéraux, la Banque mondiale en tête, excluent les équipements nucléaires de leurs règles d'octroi de prêts. Il s'ensuit que les vendeurs internationaux qui

(2) Les projets EnR sont plus compatibles avec les critères des financiers, car ils mobilisent moins de capitaux par projet, sont plus vite construits (2 ans au lieu de 7-8 ans), et surtout bénéficient de dispositifs garantissant les revenus par MWh produit, comme on le verra *infra*.

(3) Sur les questions du financement des investissements dans des réacteurs nucléaires, voir NEA-OCDE (2015), "Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management", Paris, OECD.



Photo © Wei Peiquan/XINHUA-REA

Installation d'un dôme hémisphérique venant coiffer la centrale nucléaire de Xinhua, dans la province de Fujian au sud-est de la Chine. Il s'agit de la première centrale construite selon le modèle Hualong One (21 mars 2018).

« Le réacteur chinois Hualong est d'une conception plus simple que l'EPR et pourrait dominer le marché international d'ici à dix ans. »

ont la possibilité de proposer leurs propres solutions de financement pour couvrir la majeure partie du coût d'investissement d'un projet de 5-10 milliards de dollars bénéficiant d'un avantage concurrentiel très important dans ces pays. C'est le cas du vendeur russe Rosatom comme en attestent ses nombreux succès récents à l'export, et aujourd'hui, l'entreprise chinoise CNCC, tandis que les vendeurs « historiques », notamment Westinghouse et Framatome NP, sont contraints par les règles de l'OMC encadrant les crédits-vendeurs, dans ce domaine. Un assouplissement des règles d'obtention des prêts de la Banque mondiale serait sans aucun doute le bienvenu.

En toile de fond des possibilités de développement du nucléaire sur des bases économiques solides dans ces pays, la concrétisation de ce déploiement impose un certain nombre d'exigences en matière institutionnelle pour assimiler et exploiter cette technologie complexe de façon sûre. Il doit s'y développer une véritable culture de la sûreté à côté de la mise en place d'une autorité de réglementation compétente et indépendante, ce qui suppose une stabilité de la puissance publique, l'atteinte d'un niveau suffisant de capacité institutionnelle et le respect de la règle de droit. L'achat de centrales nucléaires par un pays « primo-accédant » doit ainsi s'accompagner d'un transfert progressif de compétences non seulement dans le domaine technologique, mais aussi dans celui de la sûreté, et ce dans le cadre du contrat de vente (comme dans le cas de la vente des quatre réacteurs par la Corée du Sud aux Émirats

arabes unis). Cela doit être fait en s'adossant au régime international de contrôle de la sûreté nucléaire, qui organise, sous l'égide de l'AIEA, une coopération active entre les pays, les autorités de sûreté et les exploitants, et qui doit être basée sur le contrôle de leurs pairs.

Économies libéralisées : des handicaps encore difficiles à surmonter

Dans les pays développés où le nucléaire traverse la passe très difficile du réapprentissage industriel sur la base des réacteurs de troisième génération, celui-ci doit aussi se confronter aux contraintes de la gestion des risques d'investissement et de marché qui sont le lot de tout projet très capitalistique dans le régime libéral actuel. En parallèle, l'environnement des marchés de combustibles fossiles des vingt dernières années, avec la baisse des prix du gaz et du charbon, et l'incapacité des politiques climat-énergie à parvenir à tarifier le prix du carbone de façon crédible compliquent un peu plus l'équation économique du nucléaire. Les systèmes de permis d'émission échouent partout à établir un signal-prix significatif et anticipable, tandis que les politiques de promotion directe des technologies bas carbone sont exclusivement centrées sur les EnR qui, malgré la baisse spectaculaire de leurs coûts, continuent de bénéficier de dispositifs de soutien leur garantissant des revenus par MWh produit.

Peut-on attendre de bonnes nouvelles du côté technologique pour le coût du nucléaire ? Les réapprentissages

en cours sur les réacteurs de nouvelle génération (Gen III) sont à l'évidence porteurs de baisse des coûts, sachant que seules des têtes de série ont été construites ⁽⁴⁾. En France, pour les EPR-NM optimisés qui seront construits par paires, les coûts secs d'investissement (*overnight cost*) devraient être réduits de 30 % au moins grâce à la rationalisation de l'ingénierie, ainsi que grâce à certaines simplifications en matière de conception, à une meilleure intégration des sous-traitants désormais requalifiés « nucléaires », sans parler des divers moyens permettant de réduire les coûts financiers (Berthélémy et Devezeaux, 2018). Il en sera ainsi avec le réacteur chinois Hualong, qui est déjà de conception plus simple que l'EPR, après la réalisation de la première paire, et qui pourrait dominer le marché international d'ici à dix ans. De façon plus spéculative, on peut imaginer trouver des solutions technologiques « disruptives » pour rendre le nucléaire plus compatible avec les contraintes pesant sur le financement, des solutions sur lesquelles la communauté nucléaire internationale réfléchit déjà (voir, par exemple, MIT, 2018) ⁽⁵⁾. Les réacteurs modulaires SMR (Small Modular Reactors) de 50 à 120 MW constituent une telle possibilité (voir l'article de J.-G. Devezeaux de Lavergne publié dans ce même numéro). Mais il ne faut pas minorer les coûts d'entrée que représente tout nouveau type de réacteur par rapport aux avantages des techniques bien en place, que sont les réacteurs à eau légère Gen II/II+, lesquels sont à même de répondre aux besoins d'électricité de bien des pays.

Concernant à présent les possibilités d'améliorer la position économique du nouveau nucléaire dans les pays fortement engagés en matière climatique, elles sont de deux ordres : donner une valeur significative aux émissions de carbone évitées pour élever la valeur économique des investissements nucléaires, et limiter les risques pour les investisseurs et ainsi réduire drastiquement le coût du capital.

En premier lieu, il faudrait parvenir à mettre en place des systèmes de permis d'émission qui envoient un signal-prix crédible, prévisible et d'un niveau significatif. Actuellement, aucun système de permis mis en place dans le monde n'y parvient. L'instauration de planchers de prix pourrait limiter en partie cette déficience, mais il est peu probable qu'ils soient établis à un niveau significatif qui conduise au déclenchement d'investissements dans les EnR, comme c'est le cas dans le nucléaire, par les seuls revenus du marché, désormais rehaussés. Faute d'avoir un prix du carbone crédible, il existe une façon indirecte de valoriser les tonnes de carbone évitées par des équipements bas carbone, EnR comme nucléaire : il s'agit de la mise en place d'obligations « énergie propre » émises sur les fournisseurs d'électricité. Elles correspondent à des obligations de type certificats verts élargies au nucléaire, comme celles qui viennent d'être décidées dans plusieurs juridictions des États-Unis pour les Renewables Portfolio Standards. Ce dispositif, qui repose sur une croissance de la valeur de l'obligation sur une trajectoire de long terme,

donne un surcroît de rémunération non négligeable par MWh d'électricité propre produit. Mais il ne résout pas le problème crucial de la gestion des risques de l'investissement dans le nucléaire, comme d'ailleurs dans les projets EnR. Aux risques des marchés électriques s'ajoute le risque sur les prix des certificats d'« énergie propre » fixés par le marché d'échanges desdits certificats, qui sont très variables d'une année sur l'autre et qui sont soumis aux incertitudes de la structuration du dispositif, comme le montre l'expérience anglaise de la Renewables Obligation, mise en place de 2002 à 2016.

En second lieu, pour résoudre le problème du peu de compatibilité entre le nucléaire et l'économie de marché et la financiarisation, il existe une solution « 2 en 1 » alliant à la fois la valorisation des émissions évitées et la sécurisation, sur le long terme, des revenus unitaires de toutes les technologies bas carbone. Elle a déjà été adoptée par les États européens, mais pour les seuls projets EnR. Il s'agit des dispositifs de contrats de long terme attribués par enchères qui garantissent les revenus unitaires en ajoutant une rémunération flexible complémentaire aux prix horaires du marché électrique. Il s'agirait donc d'élargir ces dispositifs au nucléaire et au « charbon propre » (CSC) pour traiter de la même façon toutes les technologies bas carbone. C'est ce que les Britanniques ont fait à travers le contrat encadrant l'investissement d'Hinkley-Point C, qui a été conclu entre EDF-Energy et le gouvernement britannique. Une telle politique permettrait à toutes les technologies bas carbone de rivaliser entre elles sur la base de leurs seuls mérites. Cette solution combinerait deux avantages : compenser les déficiences patentes de la tarification du carbone et faire baisser radicalement le coût du capital pour les investisseurs en nucléaire.

Conclusion

Le nucléaire n'est pas la réponse miracle aux engagements climatiques dans le secteur électrique. Mais, dans ce secteur, il constitue une des réponses au défi climatique au côté des EnR. Il serait dommage que le monde se prive d'une telle technologie, d'autant plus que les coûts seront mieux maîtrisés dans le futur, du fait des réapprentissages en cours sur les réacteurs de nouvelle génération (Gen III) et l'adoption de solutions permettant de réduire les coûts financiers des investisseurs. Si l'on continue d'exclure le nucléaire de la liste des technologies bas carbone, comme c'est encore le cas dans l'Accord de Paris, la limitation du risque que représente le changement climatique pourrait être autrement plus ardue. On le voit déjà avec la multiplication actuelle de projets de centrales à charbon dans les économies émergentes. Que se passera-t-il quand les opinions publiques et les gouvernements hostiles au nucléaire découvriront et admettront que les EnR ne peuvent pas à elles seules être le vecteur de la *deep decarbonisation* dans le secteur électrique ? Les solutions qui ont été évoquées dans cet article ne sortiront pas du chapeau d'un planificateur bienveillant. Elles exigent, à l'évidence, un soutien politique clair, cohérent et constant, ce qui ne saurait advenir sans cette prise de conscience.

(4) Que ce soit pour l'EPR de Framatome NP, l'AP1000 de Westinghouse-Toshiba, l'APR1200 de KEPCO (Corée du sud), le VVER 1200 de Rosatom (Russie) ou le Hualong de CNNC (Chine).

(5) MIT (2018), "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World".

Références bibliographiques

BEUTIER D. (2018), « Politique énergétique et biodiversité : éloge du concentré », *Revue de l'énergie*, n°640.

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

IAEA (2018), "Energy, electricity and nuclear power estimates for the period up to 2050", Wien, IAEA.

IPCC (2018), "Strengthening and implementing the global response", in Special Report: *Global Warming of 1.5°C*, Chapter 4.

IPCC-WG III (2014), "Mitigation of Climate Change", 5th IPCC Report, Chapter 4.

IEA (2017), *Energy Technology Perspectives (ETP) 2017: Catalysing Energy Technology Transformations Together Secure Sustainable*, Paris, OECD.

MIT (2018), *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, Cambridge (Mass).

MOSLENER U., COCHRAN I. *et al.* (2015), "Shifting Private Finance towards Climate-Friendly Investments: Policy Options for Mobilising Institutional Investors' Capital for Climate-Friendly Investment", <http://bibliotecavirtual.minam.gob.pe/biam/handle/minam/1880>

NEA-OECD (2015a), "Projected Costs of Generating Electricity", Paris, OECD.

NEA-OECD (2015b), "Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management", Paris, OECD.

SFEN (2018), « Urgence climatique : peut-on se passer du nucléaire ? », *Note SFEN*, octobre.

VIDAL O., GOFFÉ B. & ARNDT N. (2013), "Metals for a low-carbon society", *Nature Geoscience* 6, pp. 894-896.

VILLAVICENCIO M. & FINON D. (2018b), "The social efficiency of electricity transition policy of electricity transition policies based on renewables: Which ways of improvement?", *Working Paper* 36, Chaire CEEM, Université Dauphine, octobre.