

RAPPORT

6 MARS 2023

Remise du rapport du groupe
académique international à la CRE
« Au-delà de la crise ; repenser le marché
électrique européen »

Au-delà de la crise : repenser le marché électrique européen

Rapport

Par

Pr. William Hogan (Harvard University, États-Unis)
Pr. Peter Hartley (Rice University, États-Unis)
Pr. David Newbery (Cambridge University, Royaume-Uni)
Pr. Anna Creti (Université Paris Dauphine-PSL)
Pr. Frédéric Gonand (Université Paris Dauphine-PSL)(coordinateur)
Pr. Jean-Michel Glachant (Florence School of Regulation, Italie)
Pr. Christian Gollier (Toulouse School of Economics, France)
Pr. Jacques Percebois (Université de Montpellier, France)
Pr. Lucia Visconti (University of Milano-Bicocca, Italie)
Pr. Andreas Löschel (Ruhr University Bochum, Allemagne)
Pr. Natalia Fabra (Universidad Carlos III, Spain)

Pour la

Commission de régulation de l'énergie

(Autorité française de régulation du secteur de l'énergie)

Sommaire

Introduction et méthodologie.....	3
Résumé et principales recommandations du groupe	7
Note n°1 : Taxer les rentes inframarginales	12
Note n°2 : Assurer le fonctionnement des marchés de court terme.....	14
Note n°3 : Marchés de capacité	18
Note n°4 : Contrats à long terme (futures, PPA, CfD).....	21
Note n°5 : Tarification marginale locale	27
Note n°6 : Amortir le choc global pour les agents privés	30
Note n°7 : Défis technologiques, Taxonomie et Taxe carbone.....	33
Bibliographie.....	34

Remarque : ce rapport a été collectivement revu, accepté et approuvé par tous les coauteurs. Le groupe de rédaction était composé des Professeurs Créti, Glachant, Gonand et Löschel.

Le Pr. Gonand était en charge de la coordination du groupe.

Introduction et méthodologie

La notion de « réforme des marchés européens de l'électricité » est tout à fait d'actualité au moment où nous rédigeons ce document de travail, au début de l'année 2023. Cette question fait la une des débats publics depuis le milieu de l'année 2022 en Europe. La Commission européenne a annoncé un plan de réforme pour mars 2023. Les débats actuels mélangent souvent des mesures d'ajustement à court terme, qui ne remplacent pas le marché mais le corrigent à la marge, et de nouvelles mesures plus structurelles qui remplaceraient en partie le marché. Les premières reflètent la volonté d'atténuer le plus rapidement possible les implications macroéconomiques de la hausse des prix de l'électricité qui a débuté en septembre 2021 suite à l'envolée des prix du gaz. La seconde est souvent liée à l'effet du développement des énergies renouvelables intermittentes sur le fonctionnement du marché de l'électricité tel qu'il a été conçu depuis la libéralisation des marchés de l'énergie. Ces questions ont un point commun important : la question des marchés à court terme qui pourraient ne pas refléter le coût de l'ensemble du mix, mais seulement le coût marginal de la technologie marginale, qu'il s'agisse de gaz ou d'énergies renouvelables, associé à l'absence de contrats à long terme.

L'électricité présente des caractéristiques économiques uniques qui expliquent le fonctionnement spécifique de son marché. Tout d'abord, la demande d'électricité est extrêmement volatile : elle peut généralement varier de 70 % entre le milieu de la nuit et la fin de l'après-midi d'un même jour, en particulier en hiver lorsque la consommation des ménages augmente rapidement en fin d'après-midi. Elle est également très peu sensible aux prix à court terme. En outre, dans la plupart des pays, l'électricité ne peut pas être stockée en grandes quantités à des prix raisonnables. Les technologies de stockage se développent mais sont loin d'avoir atteint une maturité économique et un rôle significatif dans les réseaux. Par conséquent, l'équilibre entre l'offre et la demande est toujours atteint en temps réel sur le réseau, minute après minute.

L'une des conséquences de cette situation singulière est la coexistence sur le marché de l'électricité de producteurs ayant des structures de coûts très différentes entre les coûts fixes et les coûts variables. Le nucléaire, le photovoltaïque et l'éolien ont des coûts fixes relativement élevés (environ 80 % ou plus du coût complet moyen) et des coûts variables relativement faibles. En revanche, les producteurs d'électricité au gaz, au charbon et même au pétrole ont une structure de coûts très différente, avec des coûts variables relativement élevés et des coûts fixes relativement faibles. Les centrales à coûts variables élevés, telles que les turbines à gaz, sont sollicitées lorsque les centrales à coûts plus faibles fonctionnent à plein régime, et sont fortement susceptibles de déterminer le coût marginal du système.

En revanche, les marchés normaux peuvent amortir les variations de la demande grâce au stockage et peuvent donc s'engager sur des prix stables, du moins jusqu'à ce que des augmentations de coûts ou des problèmes de chaîne d'approvisionnement entraînent des pénuries.

Dans ce contexte, les ingénieurs ont dû concevoir un mode particulier de fonctionnement du marché de l'électricité permettant de minimiser le coût total de production du système (pour préserver la compétitivité des industries et le pouvoir d'achat des ménages) tout en se protégeant contre les ruptures d'approvisionnement et, dans les marchés libéralisés, en veillant à ce que les prix soient suffisants pour que les producteurs d'électricité investissent).

La littérature économique du milieu du vingtième siècle sur la répartition et l'investissement optimaux dans la production d'électricité¹ a montré que ces objectifs pouvaient être atteints en faisant fonctionner les générateurs d'électricité à court terme dans l'ordre croissant des coûts variables (ou marginaux) de production. Certains membres du groupe notent que ce résultat dépend d'une *hypothèse implicite de la « plaque de cuivre »*, c'est-à-dire que les conditions économiques du système et du réseau électriques ne sont pas modifiées par la localisation de la production et de la consommation. D'autres membres rappellent

¹ Cf. Boiteux (1951), Boiteux (1956), Boiteux (1960), Drèze (1964), Turvey (1968).

également que ce résultat n'est valable que dans l'hypothèse d'une entrée et d'une sortie libres et instantanées (ce qui n'est pas vraiment le cas dans la pratique).

Cette configuration de marché a relativement bien fonctionné pendant trois décennies. Cependant, si le prix du gaz naturel monte en flèche, comme ce fut le cas récemment pendant près de deux ans en Europe, cela implique que les prix de gros de l'électricité montent en flèche à leur tour (et lorsque les énergies renouvelables deviennent la technologie de fixation des prix, elles ont tendance à fixer les prix à leur coût marginal, qui est bien inférieur à leur coût moyen).

Certains économistes de l'énergie ne considèrent pas cette hausse des prix de l'électricité due au gaz comme nécessairement problématique, car l'une des fonctions du marché est de parvenir à un prix qui reflète, entre autres, la rareté. Le problème est qu'un tel fonctionnement du marché de l'électricité peut avoir des conséquences très dommageables pour l'économie en général (et le secteur manufacturier en particulier). Lorsque le prix de l'électricité est multiplié par dix en quelques mois, les effets macroéconomiques sur l'activité et le bien-être sont clairement préjudiciables. Il en résulte un problème économique important pour l'ensemble de l'économie, qui doit être traité de manière adéquate. En outre, comme le rappellent d'autres membres du groupe, l'efficacité à court terme n'est peut-être pas le seul objectif des politiques dans le secteur de l'électricité. L'efficacité à long terme (c'est-à-dire : le signal de prix à court terme fournit-il un signal précis pour les décisions à long terme ?) et l'équité peuvent être considérées comme d'autres objectifs, quelque peu différents mais tout aussi légitimes.

Avec l'hypothèse de la plaque de cuivre, les producteurs dont les coûts variables sont très faibles (par exemple l'énergie éolienne, l'énergie photovoltaïque, l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire, qui ne consomment pas de gaz ou de permis d'émission de CO₂ et sont donc soumis à des chocs de coûts différents) réalisent des gains particulièrement importants lorsque les coûts de production des centrales au gaz montent s'envolent, si leurs revenus sont liés aux prix du marché. En effet, le prix de marché peut être très élevé alors que les coûts marginaux de ces producteurs d'énergies renouvelables sont quasi nuls. Dans l'urgence, les pouvoirs publics européens ont décidé à l'automne 2022 que les revenus des producteurs d'électricité renouvelable générés à des prix supérieurs à 180 €/MWh seraient reversés au gouvernement central, afin de financer des mesures protégeant les ménages et les entreprises contre la flambée des prix de l'énergie. En termes techniques, il s'agit de « redistribuer les rentes inframarginales » des producteurs dont les coûts variables sont très faibles. Cette solution peut sembler efficace, au moins à court terme, pour limiter les effets macroéconomiques défavorables de la récente envolée des prix de l'électricité. Cependant, elle n'a pas vocation à être durable (voir note n°1).

Une question importante de politique économique se pose ici, à savoir si le choc considérable et prolongé subi par les marchés européens de l'électricité au cours des deux dernières années, dans le sillage de la flambée des prix du gaz, est susceptible de se répéter à l'avenir. Le fonctionnement des marchés de l'électricité n'a pas posé de problèmes majeurs dans la plupart des pays européens depuis trente ans, alors même que les prix atteignaient dans certaines heures de pénurie jusqu'à 3 000 €/MWh. Il en a posé un majeur dans le contexte récent, très particulier, où le prix du gaz a été multiplié par quatre à huit en 2021-2022.

Au-delà des questions et des mécanismes de court terme, les experts qui discutent de l'organisation du marché de l'électricité considèrent souvent des questions qui sont bien différentes d'une redistribution des rentes inframarginales des producteurs à faible coût variable. Ils considèrent que le modèle de fonctionnement du marché de l'électricité hérité de la période de libéralisation sera ébranlé dans les années à venir par l'émergence à grande échelle des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolienne notamment). À moyen et long terme, une part croissante et finalement majoritaire de la production d'électricité proviendra de producteurs renouvelables intermittents, à coût marginal nul ou proche de zéro. Ces producteurs intermittents, dont la production est limitée par la ressource immédiate (vent ou soleil), ont normalement la priorité sur le marché de l'électricité : déconnecter une éolienne ou une installation photovoltaïque pour laisser la place à des générateurs thermiques est contraire au principe du moindre coût, à moins que cette production fossile ne soit nécessaire pour assurer la stabilité ou parce qu'il est encore plus

coûteux de l'arrêter pour devoir la redémarrer peu de temps après.

L'augmentation de la pénétration des centrales à énergie renouvelable ne diminue pas seulement le niveau des prix, mais augmente également la volatilité. Cela entraîne un problème critique de rentabilité lorsque leur excédent fait chuter les prix à zéro, ce qui menace la survie des centrales thermiques nécessaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement lorsque les énergies renouvelables ne fonctionnent pas. Plusieurs solutions existent pour préserver l'existence de ces producteurs de secours nécessaires pour éviter un black-out dans le système électrique.

* * *

Dans ce contexte, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et sa présidente Mme Emmanuelle Wargon ont réuni fin 2022 un panel international d'éminents universitaires de différents pays.

Un *groupe* tout d'abord, car l'expérience montre que l'on réfléchit souvent mieux à plusieurs que seul. C'est d'ailleurs l'une des méthodes de base de la recherche scientifique, celle des discussions entre collègues, qui permet de mieux apprécier les différents aspects d'un sujet d'étude. Nous sommes 11 professeurs d'université réunis pour discuter du fonctionnement à court et à long terme des marchés de l'électricité en Europe.

Nos contextes économiques et géographiques sont différents, et c'est quelque chose de voulu. Le groupe rassemble des collègues américains et des collègues européens appartenant à des pays avec des marchés de l'électricité dont le fonctionnement est très variable. C'est pour nous quelque chose d'extrêmement positif. Il ne s'agit pas d'appliquer au cas français ou européen les règles qui fonctionnent plus ou moins bien dans l'un ou l'autre de nos pays. Il s'agit plutôt de comparer les différentes réponses qui ont été apportées dans différents pays à des questions parfois très proches.

Un *groupe d'universitaires*, en l'occurrence des professeurs d'université. C'est-à-dire que les personnes que nous réunissons ont à la fois une longue expérience de la recherche scientifique, mais aussi une longue expérience d'enseignement. Pratiquer la recherche scientifique est une bonne chose, mais nous mettons également l'accent sur la capacité à l'expliquer à des non-spécialistes.

L'objectif de ce document de travail est d'éclairer les décideurs publics français et européens en mars 2023 sur le fonctionnement des marchés de l'électricité. Éclairer ne signifie pas imposer ni proclamer. Il est souvent difficile de savoir ce qu'est une « vérité complète » en économie, mais nous pensons que nous pouvons souvent discerner ce qui est faux en économie. Et informer les décideurs politiques sur les coûts potentiellement préjudiciables de leurs décisions (par exemple en termes d'efficacité économique) constitue déjà une partie importante de notre travail.

Éclairer les décideurs publics implique aussi nécessairement de formuler des propositions claires et, si possible, réalisables sur le plan opérationnel. Les universitaires que nous avons réunis dans ce groupe ont suffisamment d'expérience pour comprendre que les recommandations de l'analyse économique sont appelées à évoluer une fois qu'elles atteignent le monde réel des administrations et de la prise de décision politique. Les recommandations doivent être claires, par exemple : « Nous vous conseillons de suivre cette voie ». Mais elles peuvent aussi être du type : « Cependant, si vous voulez vraiment mettre en place tel ou tel dispositif, alors il faut faire particulièrement attention à tel ou tel effet secondaire ».

Un groupe d'universitaires, c'est nécessairement une diversité d'opinions. Les économistes savent bien que dans leur domaine, il peut y avoir de nombreuses différences d'analyse, mais aussi de nombreux points de consensus. Le rapport reflétera cette diversité d'opinions. Par conséquent, en cas de désaccord, que nous ne considérons pas du tout comme tragique mais plutôt comme enrichissant, le texte principal de ce document reflétera la position majoritaire, et une note de bas de page ajoutera la position minoritaire. Cela reflétera ce que les universitaires savent faire : analyser clairement la réalité dans toute sa complexité.

Dans ce document, nous n'abordons pas certaines questions liées au débat sur le marché de l'électricité, car nous ne cherchons pas à être exhaustifs. Ainsi, nous n'aborderons pas les questions liées à la gestion de la demande (c'est-à-dire le délestage, l'augmentation des prix plafonds pour influencer la demande...) qui est un moyen d'éviter des prix bas et volatiles et de maintenir la capacité des producteurs d'énergie non renouvelable de prendre le relais lorsque le vent et la lumière du soleil viennent à manquer. De même, les questions liées à l'émergence de l'hydrogène dans le mix énergétique ne seront pas analysées.

Résumé et principales recommandations du groupe

Les discussions sur la réforme du marché de l'électricité, dans le contexte européen actuel mais aussi en général, reposent souvent sur des hypothèses implicites qui ont des conséquences importantes. En revanche, nous soulignons ici des exemples importants de nos hypothèses de travail et abordons leurs implications. Les hypothèses les plus importantes sont les suivantes :

- Les acteurs du marché à la recherche de profit disposent d'une importante marge de manœuvre pour participer par le biais d'appels d'offres ou d'auto-programmation, ainsi que par le biais de décisions d'investissement.
- Les marchés en temps réel nécessitent une coordination par l'intermédiaire d'un opérateur de système, et l'opérateur de système peut fournir une approximation réaliste des offres et demandes complexes en plusieurs parties.
- Il est peu probable que le réseau soit une plaque de cuivre, ce qui implique des différences de conditions économiques parfois importantes d'un bout à l'autre du réseau.
- Le produit demandé par les consommateurs est de l'électricité livrée à leurs emplacements respectifs.

Ces hypothèses entraînent à leur tour des contraintes importantes pour l'organisation d'un marché de gros de l'électricité viable. Les acteurs du marché à la recherche de profit anticipent le système de règlement en temps réel lorsqu'ils prennent des engagements à terme. Par conséquent, l'organisation du marché doit commencer par le marché en temps réel. La structure et les prix du marché à terme doivent être cohérents avec la structure en temps réel, et l'approche inverse peut soulever des problèmes difficiles.

En temps réel, l'efficacité économique productive nécessite une répartition économique. Si les enchères sont sincères, cette répartition peut être assurée par l'opérateur du système. En l'absence de non-convexité, les prix existent pour soutenir cette répartition économique.

Les arguments habituels concernant l'adéquation entre les instruments et les objectifs d'organisation se combinent alors avec ces conclusions pour suggérer, ou parfois dicter, les principaux éléments d'une organisation réalisable du marché de gros de l'électricité. Ces éléments concernent par exemple l'efficacité économique (répartition économique en temps réel basée sur des offres et soumise à des contraintes de sécurité, idéalement avec des prix marginaux locaux), la tarification de la rareté, l'adéquation des ressources et le problème du manque d'argent, la couverture à terme à plus long terme. Le problème de l'adéquation des ressources et de la capacité de livraison dans des conditions difficiles est plus complexe (voir la note n° 3).

Tout ceci devrait être valable quel que soit le degré de pénétration des énergies renouvelables ou les structures de coûts particulières de la charge et de la production, qui affectent tous les résultats des prix et des quantités mais n'ont pas d'impact sur l'organisation de base du marché.

Bien que nous n'abordions pas dans ce document toutes les questions liées au débat sur le marché de l'électricité (car nous ne cherchons pas à être exhaustifs), ce cadre a dicté les questions que nous développons dans les pages suivantes : questions de court terme (assurer le fonctionnement du marché à court terme, comment évaluer la taxation des rentes inframarginales, tarification marginale locale), choix à long terme concernant les actifs de production et les choix technologiques (défis technologiques avec un prix du carbone et une taxonomie, arguments pour (ou contre) les marchés de capacité, contrats à long terme et leur conception). Nous abordons également des questions plus globales qui sont particulièrement pertinentes pour les décideurs publics en période de crise (protection contre les prix de gros extrêmes de l'électricité, amortissement du choc global pour les agents privés).

Chaque point est traité dans une note spécifique qui articule deux sections, l'une centrée sur l'analyse

économique, l'autre sur les implications empiriques et, surtout, sur les recommandations générales à l'intention des décideurs politiques. En rédigeant ces dernières, nous avons clairement gardé à l'esprit que les situations peuvent être très différentes d'un pays à l'autre en Europe, et que, par conséquent, nos recommandations doivent tenir compte de cette hétérogénéité des situations.

Résumé des principales recommandations du groupe

Rentes inframarginales :

- Si les gouvernements veulent redistribuer les revenus des professionnels de l'électricité, mieux vaut utiliser des mécanismes extérieurs aux marchés de gros à court terme, comme les contrats à long terme et la fiscalité, et laisser les mécanismes de marché à court terme classer les différentes technologies et les différents actifs en fonction de leur efficacité économique et de leur réactivité aux besoins du système électrique.

Garantir le fonctionnement des marchés à court terme :

- Les options d'organisation du marché qui ne prennent pas en compte le besoin accru de liquidité dans les échanges à court terme et l'intégration du marché ne doivent pas être retenues.
- La modification de la règle des enchères sur les marchés de gros de l'électricité ne devrait pas être une priorité. Il convient plutôt de promouvoir la réponse à la demande, les prosommateurs et le stockage de l'électricité, qui constituent des solutions plus efficaces pour lutter contre l'exercice d'un pouvoir de marché. Une surveillance étroite du marché et des interventions ou des obligations de maintien des offres sur des périodes plus longues qu'un jour ou une heure sont utilisées sur certains marchés pour réduire l'exercice d'un pouvoir de marché transitoire ou local. En outre, les régulateurs devraient s'efforcer d'accroître l'offre et de superviser les comportements anticoncurrentiels, ce qui pourrait s'avérer plus important que des changements dans l'organisation du marché.

Marchés de capacité :

- Si l'objectif consiste à fournir une capacité adéquate pour répondre à la charge dans des conditions de stress, certains membres du groupe considèrent que ce problème n'est pas résolu par des réglementations, mais qu'il fournit l'élan nécessaire pour les contrats de couverture de l'énergie livrée. Ces membres considèrent que les marchés de capacité n'ont pas été très efficaces pour résoudre le problème de la fiabilité du système électrique (bien qu'ils soient coûteux) et que de tels systèmes semblent mieux fonctionner dans les systèmes insulaires comme l'île d'Irlande et la Grande-Bretagne.
- Cela dit, si les marchés de capacité sont mis en œuvre au niveau de l'UE, ils devraient être ouverts à toutes les ressources contribuant à la sécurité du système et cesser d'en favoriser certaines, comme c'est le cas avec les contrats à long terme discriminatoires. Les critères utilisés pour concevoir et dimensionner les exigences de capacité devraient être clarifiés et harmonisés avec les normes de fiabilité explicites telles que les attentes en termes de perte de charge, les critères de réserve cible. La définition des procédures de certification et de vérification des ressources activées devrait être régionalisée.
- Néanmoins, les évaluations de l'adéquation des capacités semblent difficiles à mettre en œuvre au niveau européen. Non seulement la sécurité d'approvisionnement relève de la souveraineté des États membres (même si la solidarité pour éviter les pénuries a un rôle à jouer), mais les règles de rémunération qui ne sont pas nationales ne peuvent pas être facilement définies (comment un actif dans un pays membre X contribuant à la sécurité des pays membres Y et Z simultanément devrait-il être rémunéré en tenant compte des multiples effets transfrontaliers ?).

Contrats à long terme (PPA, futures, CfD) :

- **Recommandation principale :** Les contrats à long terme sont essentiels à l'efficacité des marchés de l'électricité. Choisir de les limiter à un seul type (soit les PPA, soit les contrats futures, soit les CfD) réduirait les possibilités de couverture et augmenterait peut-être les situations propices à l'exercice d'un pouvoir de marché, ce qui n'est pas souhaitable. Ceci est d'autant plus important que chaque État membre a un mix différent et une taille/un nombre différent de parties prenantes disposées à conclure des contrats.

- **En ce qui concerne les contrats futures sur le marché de gros de l'électricité :** les marchés à terme dans le secteur de l'électricité de gros permettent d'éviter de recourir à des arrangements juridiques et commerciaux complexes. Cette option est flexible et moins complexe à mettre en place que les contrats à long terme, et accessible à toutes les entreprises (directement ou par le biais d'intermédiaires). Cependant, elle nécessiterait une augmentation de la liquidité et de la taille des contrats futures. Ainsi, un mécanisme obligatoire améliorerait la liquidité sur le segment le plus long des marchés à terme. Il ne faut pas non plus négliger une meilleure coordination des contrats standardisés (futures), ainsi que d'autres possibilités de réduire les garanties afin d'améliorer la liquidité. Il convient d'encourager une surveillance et une transparence accrues des primes sur les marchés de l'électricité.
- **En ce qui concerne les accords d'achat d'électricité (PPA) :** La signature d'accords d'achat d'électricité est complexe et constitue donc principalement une option pour les acheteurs professionnels désireux de jouer un rôle actif dans la transition énergétique. Les accords d'achat d'électricité ne permettent pas à eux seuls de réaliser des investissements à faible intensité de carbone à l'échelle et à la vitesse nécessaires. Ils ne conviennent qu'aux professionnels ayant des caractéristiques particulières à valoriser dans un accord bilatéral, du côté de la production ou de la consommation.
- **En ce qui concerne les contrats sur différence :** Les enchères de CfD soutenues par la réglementation, gérées et souscrites par les régulateurs au nom des consommateurs, peuvent être conçues pour couvrir les risques de prix ou de volume. Dans la pratique, elles ont déjà été utilisées pour garantir les revenus des énergies renouvelables et neutraliser la variabilité des prix spot. Les ventes aux enchères sont des mécanismes efficaces pour extraire les informations des investisseurs sur leurs coûts réels si elles sont conçues de manière appropriée. Les enchères de CfD peuvent également être conçues pour éviter les rentes inframarginales importantes. Les gouvernements (agences) peuvent mettre en commun ces CfD souscrits et les transmettre aux consommateurs finaux (ou aux entreprises de détail en leur nom) de manière à ne pas fausser les signaux de prix à court terme ou la concurrence au niveau du détail.
- **En ce qui concerne tous les contrats à long terme :** Si l'organisation du marché abandonne l'hypothèse de la plaque de cuivre (c'est-à-dire si elle prend en compte les conditions économiques (prix, quantités) du système et du réseau électriques modifiées par la localisation de la production et de la consommation en raison des congestions, qui peuvent augmenter à l'avenir en raison du développement des énergies renouvelables intermittentes), alors les contrats futures à long terme devront être mis en œuvre d'une manière assez spécifique : localisation du contrat (point de production vs point de consommation), objet du contrat (énergie vs capacité installée)...

Tarification marginale locale :

- Des considérations théoriques solides suggèrent que les prix marginaux locaux, en moyenne, permettraient de résoudre efficacement les problèmes importants des marchés de gros de l'électricité d'aujourd'hui et de demain. Toutefois, leur mise en œuvre en Europe soulèverait d'importants problèmes organisationnels et réglementaires qu'il conviendrait d'aplanir au préalable. Les avantages de ces tarifications varieraient d'un pays européen à l'autre. En tout état de cause, il sera nécessaire d'orienter la localisation des investissements. D'autres solutions impliqueraient une tarification à plus long terme de la localisation, ou l'intégration de composantes liées à la localisation dans les tarifs de réseau payés par les producteurs (qui nécessiterait des règles d'harmonisation supplémentaires entre les États membres).

Amortir le choc global pour les agents privés :

- La politique budgétaire visant à amortir le récent choc des prix de l'énergie sur les agents privés devrait parvenir à un équilibre entre le soutien aux différents types d'agents (ménages contre entreprises, notamment). Un tel choc déclenche différents effets macroéconomiques par différents canaux (des effets principalement sur la demande par le biais des ménages, des effets principalement sur l'offre par le biais des entreprises) et les entreprises peuvent être plus négativement influencées

par un tel événement que la plupart des ménages.

- La coordination au niveau de l'UE des mesures de soutien locales est fondamentale pour éviter les distorsions du marché qui peuvent se répercuter sur les secteurs industriels en créant des avantages locaux.
- Dans ce contexte, il est également justifié de renforcer les obligations des fournisseurs afin de mieux protéger les consommateurs (industries et ménages) des hausses de prix à court terme.
- Une plus grande efficacité énergétique atténuerait considérablement les effets globaux d'une hausse des prix de l'électricité.

Organisation du marché, prix du carbone et taxonomie :

- La confiance implicite de la taxonomie dans le bon fonctionnement des marchés financiers et la confiance des investisseurs pourrait bien n'être qu'un troisième choix. Il est plus efficace d'utiliser directement les marchés et de fournir un signal de prix substantiel sur le carbone. Il est encore plus important que le futur prix du carbone soit prévisible et finançable, ce qui plaide en faveur d'un plancher ou, mieux encore, d'une taxe sur le carbone imposée par la loi et augmentant à un rythme convenu.

Note n°1 : Taxer les rentes inframarginales

1. Analyse économique

Les marchés de gros journaliers de l'énergie sont connus, depuis plus de 15 ans, pour créer un problème de « missing money » (argent manquant) pour plusieurs catégories d'actifs. Dans de nombreux pays, il est très nouveau et peut-être très transitoire de les questionner pour un « excess of money » (excès d'argent).

Le marché de gros forward de l'énergie de l'UE donne à tous les vendeurs gagnants le prix correspondant à l'offre acceptée la plus élevée. C'est ce qu'on appelle la « tarification marginale ». Quelle est la raison d'être de cette règle de tarification ?²

- La première raison est l'« efficacité à court terme », c'est-à-dire l'économie des coûts de production variables. En supposant qu'il n'y ait pas de pouvoir de marché, chaque producteur proposera le coût variable encouru lorsqu'il produit (et non le coût fixe encouru même lorsqu'il ne produit pas) et pas beaucoup plus afin d'être sûr d'être sélectionné par le marché pour répondre à la demande.
- La deuxième raison est la « survie à long terme », c'est-à-dire le remboursement des coûts fixes de production. Ces coûts fixes de production sont payés à de nombreux producteurs lorsqu'un autre type de producteur ayant des coûts variables plus élevés est appelé par le marché à produire, ce qui permet de rembourser les coûts fixes non couverts à des niveaux inférieurs de la demande du marché. Cet argent supplémentaire destiné à rembourser les coûts fixes est généralement appelé « rente inframarginale ». Lorsque la taille de l'ensemble du parc de production a été bien conçue et que les proportions des différentes technologies de production ont été correctement anticipées, ces rentes inframarginales sont en mesure de couvrir les coûts fixes des générateurs, y compris un taux de profit standard, suffisant pour justifier l'investissement initial.³

Toutefois, lorsqu'un « choc d'offre » imprévu fait grimper le coût variable d'une technologie dont le marché a absolument besoin pour couvrir la demande, la « rente inframarginale » autrefois normale perçue par les producteurs non marginaux se transforme en « bénéfice exceptionnel ».⁴ C'est ce à quoi le marché de gros de l'électricité de l'UE est confronté depuis le second semestre de 2021. Les producteurs non gaziers, qu'il s'agisse de nucléaire, d'hydroélectricité, d'éolien, de solaire ou même de charbon (malgré le prix du carbone appliqué à la production de charbon dans l'UE) peuvent bénéficier de « bénéfices exceptionnels ». Cela aggrave les conséquences du choc des prix de gros du gaz en créant un autre choc de prix supplémentaire sur le marché de gros de l'électricité.⁵

2. Implications empiriques et recommandations

Pour contrôler cette augmentation provisoire des « rentes inframarginales » et récupérer les « bénéfices exceptionnels », plusieurs outils d'urgence peuvent être utilisés :

- Quelques marchés de gros en dehors de l'UE utilisent des outils réglementaires pour limiter les « rentes inframarginales » lorsque les soumissionnaires marginaux s'écartent de la tendance des coûts ordinaires.⁶ Il s'agit de « mécanismes de récupération » qui laissent fonctionner le mécanisme des prix, mais qui confisquent les « rentes inframarginales » excessives à l'intérieur du marché de gros.

² Les paragraphes suivants reposent implicitement sur l'hypothèse de la plaque de cuivre, c'est-à-dire que les conditions économiques du marché de l'électricité ne sont pas toujours favorables.

³ Cf. Green (2021). Certains membres du groupe suggèrent que cette conclusion n'est valable que lorsque le marché peut s'ajuster librement et instantanément à tout moment en réponse à des chocs de toute nature.

⁴ Cf. Fabra (2022), Grubb (2022), Maurer et al. (2022).

⁵ Certains membres du groupe rappellent qu'il s'agit d'une forte simplification, dans la mesure où elle fait abstraction des effets possibles liés à la localisation de la production et de la demande. Par exemple, des prix supérieurs au coût marginal le plus élevé dans le système peuvent se produire au même moment, mais à des endroits différents, en raison de contraintes liées au transport.

⁶ Cf. ACER (2022), Hogan et al. (2022).

- Une autre méthode consiste à taxer classiquement « ex post » les bénéficiaires excédentaires réalisés par les entreprises liées à l'électricité (producteurs, négociants purs ou fournisseurs) en définissant un « bénéficiaire normal » de référence qui restera sûr. Le nouveau gouvernement britannique de Rishi Sunak a eu recours à ce système d'imposition supplémentaire.
- D'autres moyens sont simplement des pratiques qui ne prétendent pas être des modèles⁷. En France, depuis plus d'une décennie, les pouvoirs publics organisent un accès régulé à l'électricité nucléaire. En 2022, 120 TWh, soit 40 % de la production nucléaire du pays, ont été vendus à 42-46 euros par MWh.

En outre, la plupart des entités renouvelables en France ont conclu des contrats à long terme bidirectionnels (contrats sur différence) avec les autorités publiques. Le régulateur français estime que 30 milliards d'euros de leurs rentes inframarginales seront reversées au Trésor public en 2022-23.

- Le « modèle ibérique » combine des changements sur les marchés de gros et de détail. Sur le marché de gros, le prix du gaz utilisé pour produire de l'électricité est subventionné, par la différence entre le prix spot du gaz et un prix de référence (40 €/MWh au départ, allant jusqu'à 70 €/MWh). Par conséquent, le prix du marché est le même que si les producteurs avaient acheté le gaz au prix de référence, et les rentes « inframarginales » diminuent. Sur le marché de détail, une redevance est ajoutée au prix de gros pour compenser les producteurs de gaz à cycle combiné pour la seconde moitié du coût du gaz qui n'a pas été prise en compte au niveau du marché de gros. Cette manœuvre à deux niveaux aurait permis de réduire de 15 à 20 % le coût de l'approvisionnement en gros des détaillants espagnols⁸.

Il faut garder à l'esprit qu'en abaissant le prix de l'énergie vendue par les producteurs non marginaux, on réduit également les incitations à réagir au choc du prix du gaz, à moins que cette rente inframarginale ne soit restituée sous la forme d'un montant fixe indépendant de la demande réelle.⁹

Le pire du choc des prix du gaz dans l'UE semble s'être arrêté à la fin de l'année 2022. En janvier et février 2023, les tendances gazières rendent inutile l'utilisation d'outils d'urgence pour taxer les rentes inframarginales. En conséquence, l'Espagne et le Portugal ont déjà été officiellement informés par la Commission européenne que l'exemption permettant d'utiliser le « mécanisme ibérique » sur leur marché ne sera pas renouvelée lorsqu'elle expirera à la fin de l'année 2023.

Recommandation : si les gouvernements veulent redistribuer les revenus des professionnels de l'électricité, mieux vaut utiliser des mécanismes extérieurs aux marchés de gros à court terme, tels que les contrats à long terme (comme par exemple les contrats sur différence) et la fiscalité, et laisser les mécanismes du marché à court terme classer les différentes technologies et les différents actifs en fonction de leur efficacité économique et de leur réactivité face aux besoins du système électrique.

⁷ Certains membres du groupe pensent toutefois que ces mesures peuvent être défendues comme des interventions anti-monopoles, ou comme la récupération d'une partie de la rente des actifs appartenant à l'État que nous avons initialement vendus au rabais sur un marché aux perspectives incertaines.

⁸ Cf. Collado *et al.* (2022).

⁹ L'effet empirique pourrait toutefois être modéré, dans la mesure où la demande d'électricité reste assez inélastique.

Note n°2 : Assurer le fonctionnement des marchés de court terme

1. Analyse économique : les marchés spot - comment échanger efficacement l'électricité

Le cadre institutionnel fixé par les directives européennes prévoit la nécessité de disposer de marchés de l'électricité concurrentiels. Toutefois, l'identification d'un modèle de référence pour les marchés de l'électricité compétitifs est une préoccupation constante dans le débat sur la restructuration du secteur de l'électricité.¹⁰ L'incertitude quant à la meilleure façon de soutenir la concurrence, les obstacles politiques et, enfin et surtout, les caractéristiques physiques et économiques de l'électricité, ont tous contribué à cette tendance.

Les universitaires sont parvenus à un accord sur le cadre de référence :¹¹

- La création d'institutions pour les marchés de gros de l'énergie est l'une des conditions préalables à l'architecture globale pour le développement de marchés de l'électricité concurrentiels. Le pilier d'une telle architecture est le dispatching physique journalier (en grande partie financier) et en temps réel de l'électricité, l'attribution en fonction des coûts de la capacité de transport limitée du réseau, la réponse opportune et cohérente aux pannes accidentelles des installations de production et de transport et, plus largement, tout aspect lié à l'efficacité de l'achat et de la vente d'électricité.
- Les choix de mise en œuvre peuvent être différents : le marché peut être centralisé ou décentralisé ; il peut inclure des services auxiliaires ou non ; il peut être basé sur des obligations physiques ou financières ; ces obligations contractuelles peuvent être personnalisées ou standardisées ; la participation aux marchés de gros peut être obligatoire ou volontaire ; les marchés secondaires peuvent être favorisés ou découragés, etc.

La solution à ce qui aurait pu être une impasse théorique est venue des expériences nationales. Depuis le milieu des années 2000, les données empiriques issues des premières restructurations de marché ont façonné les caractéristiques du dispatching centralisé. Ce dernier fournit des obligations physiques standardisées, à la fois journalières (spot) et en temps réel, pour gérer les pénuries (et les excès) d'électricité, complétant ainsi les avantages des marchés bilatéraux décentralisés avec la livraison physique efficace et efficiente, centralisée, de la marchandise sous-jacente. Les positions en temps réel doivent être physiques et contraignantes au moment du dispatching. En outre, comme les déséquilibres doivent être corrigés plus rapidement que sur un marché conventionnel, des marchés d'enchères basés sur les offres sont utilisés et le dispatching d'équilibrage en temps réel est géré par l'opérateur du système.

Les dispatchings centralisés sont rapides, transparents et intègrent tous les aspects de l'exploitation du réseau électrique, ce qui permet de minimiser les coûts de transaction, d'atteindre les objectifs d'efficacité productive et de gérer l'équilibrage en temps réel. Selon la théorie de Schweppe *et al.* (2013), le prix marginal du système : i) coïncide avec le coût marginal du producteur qui a les coûts marginaux les plus élevés, s'il existe une certaine capacité de réserve et que ce producteur n'est pas entièrement distribué ; ii) est supérieur au coût marginal de la dernière unité entièrement dispatchée et inférieur au coût marginal de la première unité non dispatchée ; iii) est supérieur aux coûts marginaux de tous les producteurs et coïncide avec la valeur attendue de la charge perdue s'il n'y a pas de capacité de réserve.¹² En outre, sur les marchés de l'électricité libéralisés où la concurrence est suffisante, des processus similaires à ceux du marché garantissent une allocation efficace des ressources et une coordination efficace de certaines décisions, grâce aux signaux du marché.

Le marché day-ahead génère des contrats financiers qui peuvent être réglés par des paiements de déséquilibre physiques en temps réel à des prix en temps réel. En ce qui concerne les règles de

¹⁰ Cf. Joskow et Schmalensee (1988), Schweppe et al. (1988), Fehr et Harbord (1993), Stoft (2002).

¹¹ Cf. Hunt et Evans (2011), Joskow (2008), Shiohansi (2013).

¹² Certains membres du groupe rappellent qu'il s'agit d'une forte simplification, dans la mesure où elle repose sur l'hypothèse de la plaque de cuivre, c'est-à-dire qu'elle fait abstraction des effets possibles liés à la localisation de la production et de la demande.

compensation sur le marché day-ahead, la tarification uniforme est plus performante que les règles de paiement à l'offre dans la mesure où elle laisse aux producteurs inframarginaux ce que l'on appelle généralement une « rente de rareté » qui permet de recouvrer non seulement les coûts d'exploitation des producteurs, mais aussi les dépenses en capital fixe (*voir note n° 1*). Néanmoins, si la tarification à l'offre et la tarification uniforme peuvent toutes deux être sujettes au pouvoir de marché, un vaste courant de la littérature a souligné que la rétention était une faiblesse importante de la tarification uniforme¹³, notamment en présence d'informations privées sur la disponibilité de la capacité (renouvelable) (cf. Fabra et Llobet, 2023)¹⁴.

Les services de réserve d'exploitation peuvent apporter des avantages supplémentaires aux producteurs et peuvent fonctionner comme des moyens hors marché soit pour accélérer la restructuration, soit pour corriger les signaux du marché spot.

Le défaut potentiel de la tarification uniforme (et des réserves d'exploitation) est qu'elle fournit des signaux à court terme qui, comme pour les propriétés des vecteurs énergétiques, sont très volatiles, alors que les signaux à long terme, à fonds perdus, sont plus volatils. Les prix à court terme exposent potentiellement les acteurs du marché, tant du côté de la demande que de l'offre, à des risques substantiels, qui peuvent toutefois être couverts par des instruments de couverture standardisés.

Dans l'ensemble, un marché de l'électricité compétitif composé d'un marché de l'énergie centralisé (entièrement intégré) pour les besoins physiques normalisés en temps réel et d'un système décentralisé d'échanges bilatéraux pour les besoins à long terme¹⁵, sur mesure, les accords financiers ont fait l'objet d'un consensus relativement large dans la littérature.¹⁶ C'est ce que l'on appelle l'« organisation du marché de gros ».¹⁷ Toutefois :

- Certains membres du groupe considèrent qu'une telle architecture ne permettra probablement pas l'émergence spontanée d'un volume adéquat de contrats à long terme. Un autre problème est que ces contrats à long terme drainent des liquidités pour le marché spot, ce qui sera probablement le cas si la participation à ce marché n'est pas obligatoire.
- D'autres membres du groupe considèrent également que les marchés pour les contrats à long terme n'ont peut-être pas besoin d'être décentralisés : les enchères pour les contrats sur différence (CfD) sont en effet des marchés centralisés. (Sur la question de savoir si les contrats à long terme doivent être négociés bilatéralement ou par le biais d'enchères, voir la note n°4).

2. Aspects empiriques et recommandations

Les points suivants supposent que le système électrique fonctionne comme une plaque de cuivre (c'est-à-dire que les conditions économiques (prix, quantités) du système électrique et du réseau ne sont pas

¹³ Cf. Fabra (2003), Fabra *et al.* (2006), Cramton (2017).

¹⁴ Plus précisément, l'exercice d'un pouvoir de marché avec une tarification à l'offre en favorisant les grands soumissionnaires aura tendance à encourager la consolidation et à décourager l'entrée (Wolfram (1999)), alors que l'exercice d'un pouvoir de marché avec une tarification uniforme encourage l'entrée et réduit la concentration. En outre, le marché peut évoluer vers des structures plus concurrentielles en cas de tarification uniforme (Cramton (2017)). Néanmoins, l'efficacité à long terme et les niveaux d'investissement font toujours l'objet d'un débat. Lorsque l'on tient compte de l'élasticité de la demande, les enchères uniformes sont plus performantes que le paiement à l'appel d'offres. La surveillance du marché et la conception de mesures d'atténuation du pouvoir de marché sont considérées comme essentielles pour obtenir de bons résultats sur le marché.

¹⁵ Cf. Allaz et Vila (1993).

¹⁶ Certains auteurs proposent la mise en œuvre d'un marché dual de l'électricité. Le marché comprendrait deux compartiments, l'un avec des appels d'offres pour les centrales électriques ayant une forte proportion de coûts fixes et une faible proportion de coûts variables (nucléaire et énergies renouvelables), l'autre avec des appels d'offres pour les centrales électriques ayant une forte proportion de coûts variables (charbon, pétrole et gaz). Dans le premier cas, le prix serait aligné sur le coût moyen (dans le cadre de contrats à long terme) et dans le second cas, le prix spot resterait fixé à court terme sur la base du coût marginal (carburant). Dans ce cas, la solution à deux marchés peut être une solution à deux contrats, dans laquelle les contrats peuvent être une moyenne des prix des contrats flexibles et disponibles. Au fur et à mesure que les centrales à combustibles fossiles disparaissent du marché, la frontière entre les deux compartiments se déplace et, à l'avenir, le prix de l'électricité s'aligne sur le coût moyen du parc électrique composé uniquement d'énergies nucléaires et renouvelables.

¹⁷ Cf. Creti et Fontini (2019).

modifiées par la localisation de la production et de la consommation car il n'y a, par exemple, pas de congestions, ce qui peut sembler restrictif pour certains pays européens) :

- Les marchés européens de l'électricité ont évolué vers une articulation entre un marché centralisé de l'énergie pour les besoins à court terme et un système décentralisé d'échanges bilatéraux pour les besoins à long terme, même si c'est à travers un processus d'apprentissage de deux décennies. L'intégration des différentes zones d'échange, associée à des règles appropriées de gestion de la congestion pour la capacité des réseaux transfrontaliers, a donné lieu à des prix day-ahead qui sont également « co-intégrés » en termes statistiques.¹⁸ En outre, la pénétration progressive de ressources variables telles que l'énergie éolienne et solaire, qui bénéficient de faibles coûts à court terme, a exercé une pression à la baisse sur les prix day-ahead dans toutes les bourses européennes. L'effet d'ordre de mérite est clairement documenté.¹⁹

Recommandation : Les options d'organisation du marché qui ne prennent pas en compte le besoin accru de liquidité dans les échanges à court terme et l'intégration du marché ne doivent pas être retenues.

- Le contexte juridique, administratif et institutionnel garantissant l'accélération de l'intégration des marchés reste un sujet de préoccupation. Comme le souligne la Cour des comptes européenne dans son dernier rapport (2023), « Les retards dans le couplage des marchés nationaux de l'électricité se sont accumulés en raison de faiblesses dans la gouvernance de l'UE, mais aussi à cause de la complexité des outils réglementaires censés permettre le commerce transfrontalier, ce qui a freiné l'application des règles du marché. La surveillance du marché par la Commission européenne et l'ACER, l'agence européenne de l'énergie, n'a pas non plus apporté d'améliorations suffisantes. Les mesures de surveillance visant à limiter les abus et les manipulations ne sont pas allées assez loin, ce qui signifie que la charge principale du risque sur le marché de l'électricité de l'UE a été répercutée sur les consommateurs finaux. »

Recommandation : Les efforts visant à accélérer l'intégration des marchés amélioreraient le fonctionnement des marchés à court terme.

- Une question controversée est de savoir si le format d'enchères le plus couramment utilisé sur les marchés de gros de l'électricité, le format à prix uniforme qui paie toutes les offres gagnantes au prix de compensation du marché, est responsable de la hausse récente des prix de l'électricité.

Certains ont avancé que le fait de payer chaque producteur gagnant selon sa propre offre, ce que l'on appelle le format « pay-as-bid », permettrait d'économiser la différence entre l'offre gagnante la plus élevée et chaque offre gagnante. Ce raisonnement est erroné étant donné que les entreprises modifieraient leur comportement en matière d'offres si le format d'enchères passait d'une tarification uniforme à un format « pay as bid ». Certaines analyses ont montré que le format « pay as bid » peut atténuer le pouvoir de marché et, par conséquent, réduire les prix et les rentes des entreprises.²⁰ Toutefois, cela ne suffit pas à justifier le changement de format d'enchère. Des solutions telles que l'organisation du marché britannique avec un marché en temps réel (d'équilibrage) et une compensation par « pay as bid » n'ont pas été considérées comme une réussite et ont été remplacées par le « pay as clear ».²¹

Une autre question concerne l'offre de portefeuille par rapport à l'engagement unitaire. Il existe une abondante littérature à ce sujet. Les producteurs préfèrent les enchères de portefeuille car ils permettent une plus grande flexibilité interne, tandis que les enchères et les engagements unitaires facilitent les opérations pour le GRT qui doit programmer les injections et les retraits en fonction des capacités du réseau. Un débat en Italie a suggéré que l'engagement unitaire pourrait être une solution préférable. Dans un réseau européen hautement interconnecté et de plus en plus interconnecté, les enchères de portefeuille imposeraient une charge opérationnelle supplémentaire aux GRT.

¹⁸ Cf. Zachmann (2008), Gugler et al. (2018).

¹⁹ Cf. Antweiler et Muesgens (2021).

²⁰ Cf. Fabra (2022).

²¹ Cf. Liu (2022).

Recommandation : la modification des règles d'enchères sur les marchés de gros de l'électricité ne devrait pas être une priorité (pay-as-bid vs pay-as-clear, engagement unitaire ou enchères de portefeuille, bien que l'engagement unitaire puisse être préférable dans ce dernier cas).

La promotion de la réponse à la demande, des prosommateurs et du stockage de l'électricité devrait être encouragée en tant que remèdes plus efficaces contre l'exercice du pouvoir de marché, en augmentant l'élasticité (respectivement) de la demande et de l'offre, tout en contribuant à la sécurité dans les systèmes électriques avec une part élevée d'énergies renouvelables.²²

Une surveillance étroite du marché et les interventions (pour remplacer les offres déraisonnables par des offres liées aux coûts) ou l'obligation de maintenir les offres pendant des périodes plus longues qu'un jour ou une heure sont utilisées sur certains marchés pour réduire l'exercice d'un pouvoir de marché transitoire ou local.

En outre, les régulateurs devraient s'efforcer d'accroître l'offre et de superviser les comportements anticoncurrentiels, ce qui pourrait s'avérer plus important que des changements dans l'organisation du marché. Par exemple, étant donné la faible élasticité de la demande à court terme, toute expansion de l'offre aura un impact important sur les prix.

Dans le cas où l'hypothèse de la plaque de cuivre est abandonnée (ce qui pourrait être plus exact à l'avenir étant donné l'effet implicite du développement des énergies renouvelables intermittentes sur les congestions du réseau), tous les contrats mentionnés ci-dessus doivent éventuellement être mis en œuvre d'une manière plus spécifique : localisation du contrat (point de production vs point de consommation), règles de règlement ou pénalités pour défaut de livraison, objet du contrat (énergie vs capacité installée)...

²² Cf. Carson et Novan (2013), Zhao *et al.* (2015), Steffen et Weber (2013), Müller et Möst (2018).

Note n°3 : Marchés de capacité

1. Analyse économique

L'analyse traditionnelle des marchés de gros de l'électricité²³ laissait entendre que les marchés « energy only » étaient en mesure d'inciter les investisseurs à construire tous les types de centrales nécessaires pour répondre à la charge, de la charge de base aux pointes (d'où l'expression « peakers »).

Toutefois, les pressions exercées pendant et après la crise californienne de 2000-2001 pour empêcher les prix très élevés²⁴ ont légitimé de nombreuses mesures réglementaires de plafonnement des prix du marché. Dès que le plafonnement des prix du marché de gros n'est pas exercé de manière très précise et très exacte, un problème de « missing money » (argent manquant) se pose, et certains types d'actifs ne sont plus construits par des investisseurs basés sur le marché. D'autres ont fait valoir que le problème dans un monde dynamique était en outre celui des « marchés manquants », notamment les marchés de futures à long terme²⁵.

Tant que les systèmes électriques ont besoin de ce type d'actifs pour répondre à la charge de tous les pics, une approche pragmatique s'est imposée, consistant à compléter les recettes manquantes des ventes d'énergie soit par un paiement ciblé de la capacité pour certaines catégories d'« actifs sélectionnés », soit par une vente aux enchères de la capacité avec des contrats à plus long terme pour tous les nouveaux entrants contrôlables.

Ces marchés de capacité sont la deuxième ou la troisième meilleure option pour assurer la nécessaire « adéquation des capacités ». Les actifs ciblés sont choisis par une autorité publique ou un mandataire de l'autorité publique (en tant que gestionnaire de réseau agréé ou opérateur de marché). Par conséquent, le choix de la technologie et des caractéristiques opérationnelles (y compris la taille et l'emplacement) de ces actifs est de nature réglementaire. Souvent, le choix est fait à travers des modèles d'ingénierie dans lesquels l'ingénierie domine. Paul Joskow a essayé d'intégrer davantage d'analyse économique dans le processus, mais n'y est pas parvenu. Comme William Hogan l'a montré à plusieurs reprises, il est très difficile (pour ne pas dire impossible) pour les ingénieurs travaillant pour les gestionnaires de réseau ou les opérateurs de marché de mettre à jour de manière précise et continue leurs informations sur les technologies et les caractéristiques opérationnelles disponibles, et de simuler les décisions réelles prises avec les fortes incitations de la tarification libre pour les pics et la rareté.

L'autre approche consiste pour le gouvernement, conseillé par l'opérateur du système, à déterminer le volume de capacité ferme équivalente pour répondre aux normes de fiabilité convenues, puis, après avoir annoncé des facteurs de tarification pour chaque technologie, à organiser une vente aux enchères sans tenir compte de la technologie pour les producteurs actuels (avec des contrats d'un an) et les nouveaux entrants (avec des contrats de 12 à 15 ans), comme c'est le cas sur l'île d'Irlande par exemple.

De nombreux gouvernements étaient désireux de transformer leur construction en « négociation d'économie politique », compte tenu des aspects pratiques très particuliers en jeu, du rôle clé de nombreux détails et paramètres, et des compétences très élevées requises pour évaluer les propositions avancées par les parties intéressées.

Lorsque les centrales à gaz à cycle combiné ont commencé à révolutionner le marché de gros, les centrales nucléaires n'ont pas toujours été en mesure de couvrir leurs coûts totaux et ont réclamé des « paiements de capacité » ou des compensations pour les faibles émissions de carbone. Lorsque les énergies renouvelables ont entamé leur propre révolution sur le marché de gros de l'énergie, stimulées par les gouvernements grâce à des recettes non marchandes, les centrales à gaz à cycle combiné ont cherché à obtenir des paiements de capacité similaires pour gagner de l'argent et ne pas fermer, et dans certains cas,

²³ Cf. Glachant et al. (2021).

²⁴ Certains membres du groupe rappellent qu'il n'existe aucun exemple documenté de producteurs exerçant un pouvoir de marché pendant la crise californienne. Les défaillances étaient dues à l'organisation du marché et à la réglementation

²⁵ Cf. Newbery (2016).

pour entrer sur le marché pour combler les déficits prévus. Maintenant que l'UE envisage d'intégrer 70 % d'énergies renouvelables dans son bouquet énergétique en 2030, de nombreux actifs dispatchables réclament ce double revenu : (énergie vendue + capacité financée). Aux États-Unis, ce problème est traité par les courbes de demande de réserve d'exploitation (ORDC) et la tarification de la rareté qui en découle²⁶.

Les conséquences de ce manque d'incitation du marché à investir dans les technologies et la quantité d'actifs nécessaires pour garantir la sécurité du système se sont amplifiées avec l'essor des énergies renouvelables, qui accroît la volatilité des prix du marché et à l'incertitude des flux de revenus pour l'investisseur. Ces préoccupations n'ont pas été suffisamment atténuées par l'activation adéquate de la flexibilité potentielle croissante de la demande permise par la numérisation et l'innovation des fournisseurs avancés (jusqu'au sous-comptage des différentes utilisations de la consommation).

Tant que les « revenus de capacité » sont obtenus dans le cadre d'un appel d'offres ouvert, la « concurrence pour le marché » est devenue un complément à la « concurrence sur le marché ».

Dans le cas d'actifs à forte intensité capitalistique, de grande taille et à longue durée de vie, tels que les centrales nucléaires ou les réservoirs hydroélectriques, D. Newbery fait valoir que de nouveaux investissements ne seront pas réalisés si des contreparties crédibles ne signent pas de contrats à long terme. En échange de ces revenus futurs garantis, les centrales nucléaires et hydroélectriques existantes pourraient raisonnablement être obligées d'accepter des contrats à long terme plus proches de leurs prix prévus lors de la privatisation. N. Fabra, d'Espagne, appelle cette formule de re-réglementation « contrats sur différence obligatoires ».

2. Implications empiriques et recommandations

- *Si l'objectif consiste à fournir une capacité adéquate pour répondre à la charge dans des conditions de stress, certains membres du groupe considèrent que ce problème n'est pas résolu par des réglementations, mais qu'il fournit l'élan nécessaire pour les contrats de couverture de l'énergie livrée (voir la note n°4).²⁷*

Ces membres considèrent que les marchés de capacité ont engendré des problèmes plus nombreux et plus variés qu'ils n'ont apporté de solutions. Cela s'explique principalement par le fait que l'on rétribue la capacité au lieu de l'énergie produite. Selon leur analyse, les marchés de capacité n'ont pas été très efficaces pour assurer la fiabilité du système électrique, même s'ils ont parfois été coûteux.

Ces systèmes semblent mieux fonctionner dans les systèmes insulaires comme l'Irlande et la Grande-Bretagne.

- Aujourd'hui, si des marchés de capacité sont mis en place au niveau de l'UE, de nombreux « marchés de capacité » européens existants (mais pas tous) sont encore conçus selon les règles d'ingénierie des unités de production hautement centralisées, et ne sont pas conçus pour bénéficier des nombreux GW de flexibilité que la demande pourrait fournir dans les secteurs commercial, administratif et domestique (jusqu'à 10 ou 15 GW en France). Un raisonnement similaire pourrait viser les actifs de stockage, en tant que nouvel ingrédient spécifique des systèmes électriques modernes (y compris les batteries sur roues que sont les véhicules électriques...).

Recommandation : s'ils sont mis en œuvre, les marchés de capacité devraient être ouverts à toutes les ressources contribuant à la sécurité du système et cesser d'en favoriser certaines, comme c'est le cas avec les contrats à long terme discriminatoires.²⁸

- Deuxièmement, les marchés de capacité de l'UE sont hétérogènes et reposent diversement sur les

²⁶ Cf. Hogan (2013).

²⁷ Si l'objectif consiste à fournir des revenus pour garantir qu'il n'y ait pas d'argent manquant, le problème peut être traité par les courbes de demande de réserve d'exploitation (ORDC) et la tarification de la rareté qui en découle

²⁸ Une nouvelle mesure pourrait être la « puissance garantie équivalente » pour toutes les ressources. Toutefois, certains membres du groupe considèrent que l'extension de ce concept à des dispositifs fortement corrélés tels que l'éolien et le solaire pose de sérieux problèmes

réserves stratégiques, les paiements de capacité, les obligations de capacité des fournisseurs, les enchères de capacité à terme ou les enchères d'options de fiabilité. Il est devenu difficile, voire impossible, d'unifier ce cadre hétérogène en un cadre européen unique. Une plus grande cohérence pourrait au moins être obtenue, en amont et en aval, en ce qui concerne les échanges transfrontaliers de ces obligations de capacité.

Recommandation : si les marchés de capacité sont mis en œuvre au niveau européen, les critères utilisés pour concevoir et dimensionner les exigences de capacité devraient être clarifiés et harmonisés avec les normes de fiabilité explicites telles que les attentes en termes de perte de charge, les critères de réserve cible. À l'étape de la mise en œuvre, la définition des procédures de certification et de vérification des ressources activées devrait être régionalisée. Des règles opérationnelles doivent être établies pour accéder à la capacité transfrontalière et pour assurer la livraison transfrontalière en cas de tension du système.

Néanmoins, les évaluations de l'adéquation des capacités au niveau européen semblent difficiles à mettre en œuvre. Non seulement la sécurité de l'approvisionnement relève de la souveraineté des États membres (même si la solidarité pour éviter les pénuries a un rôle à jouer), mais les règles de rémunération qui ne sont pas nationales ne peuvent pas être facilement définies (comment un actif dans un pays membre X qui contribue à la sécurité des pays membres Y et Z simultanément devrait-il être rémunéré en tenant compte des multiples effets transfrontaliers ?)

- Troisièmement, les informations et les scénarios utilisés dans l'UE pour calculer les besoins et les ressources utiles peuvent évoluer, grâce à la régionalisation active des services de transport créée par le « Paquet énergie propre » de l'UE voté en 2019. Depuis juillet 2022, des *centres de coordination régionaux* ont été créés dans toute l'UE pour fournir des outils et des analyses supplémentaires aux GRT nationaux afin de comprendre les contraintes du système et les options disponibles au niveau régional. Par conséquent, l'industrie européenne des GRT ne restera pas limitée à des ensembles « uniquement nationaux » d'informations, d'options et d'interactions identifiables. Le nouveau niveau régional de coordination du réseau électrique de l'UE pourrait bientôt permettre d'effectuer de nouvelles évaluations de la sécurité du réseau régional et de l'adéquation des ressources régionales.

Nous pourrions espérer obtenir, disons en 2025, la toute première série d'études européennes entièrement régionales sur les exigences en matière de « capacités et de compétences » pour la sécurité régionale de l'électricité, ainsi que les prévisions correspondantes en matière d'« adéquation » au même niveau régional. Si tout se passe bien, 2030 pourrait alors être la première année de renouvellement des études de sécurité et d'adéquation au niveau de l'UE, sur la base de ces nouvelles compétences et expériences régionales.

Note n°4 : Contrats à long terme (futures, PPA, CfD)

Les contrats à long terme sont de plus en plus débattus sur les marchés de l'électricité depuis quelques années, en raison des risques élevés liés aux prix futurs et de la tendance à la baisse des prix au fur et à mesure que les énergies renouvelables sont déployées. En outre, l'évolution technologique a impliqué que les nouvelles technologies de production ont de faibles coûts variables mais de lourds besoins en capitaux initiaux qu'elles peuvent difficilement financer à moins de réduire leurs risques de prix.

Les « contrats à long terme » désignent ici trois types de contrats : les « accords d'achat d'électricité » (PPA), les contrats normalisés sur les marchés à terme de gros, les contrats sur différence (CfD) qui associent certaines caractéristiques du marché (ventes aux enchères) à certains éléments contractuels²⁹.

Dans tous les cas, l'un des objectifs est de protéger les agents contre les prix de gros extrêmes de l'électricité :

- Les « **accords d'achat d'électricité** » (**PPA**) sont des contrats commerciaux privés à long terme liant directement un producteur à un consommateur professionnel donné³⁰ ou à un petit groupe de consommateurs professionnels. Par exemple, dans les PPA, les consommateurs signent directement un contrat à long terme avec de grands parcs éoliens et solaires pour acheter de l'énergie électrique renouvelable. Ces contrats énergétiques à long terme peuvent durer de 15 à 20 ans. Les PPA garantissent le flux de revenus du développeur d'énergie renouvelable malgré l'intermittence de la production, tandis que les consommateurs sont en mesure de respecter leur engagement environnemental et d'éviter la volatilité du prix de gros, tout en valorisant mieux, s'ils le souhaitent, les caractéristiques particulières de leur charge comme, à l'avenir, l'offre pourrait mieux prendre en compte les nombreuses flexibilités potentielles de la demande. Des contrats à long terme entre grands consommateurs et producteurs existent déjà dans de nombreux pays européens. La littérature sur les PPA est peu abondante³¹.
- **Les contrats futures dans le secteur de l'électricité en gros** sont des contrats de livraison future de produits pour un prix fixé aujourd'hui, où tous les paramètres sont normalisés (quantité, date...) sauf le prix, qui est négocié sur le marché avec une chambre de compensation.³² Le marché des futures est utilisé pour se couvrir contre les variations des prix des matières premières : un acteur qui souhaite se couvrir contre le risque de hausse des prix (par exemple un négociant qui vend à un prix fixe à son client) achète un contrat future en parallèle. Si les prix augmentent, il gagnera autant sur le marché des futures qu'il perdra sur le marché spot, et vice versa. Les contrats futures ne sont pas négociés en vue d'une livraison physique (c'est l'objectif des contrats *forwards*), mais à des fins de protection. Dans le secteur de l'électricité en Europe, les marchés à terme ne sont généralement

²⁹ Les partenariats entre grands consommateurs et producteurs sont un moyen direct théoriquement possible pour les premiers d'accéder à un prix de revient majoré pour les installations électriques dont les prix marginaux sont bas, bien que cela ne soit pas nécessairement le cas. Il peut s'agir d'une coentreprise entre le(s) producteur(s) et les consommateurs (industriels), dans laquelle les consommateurs détiennent une part du capital, participent au financement de l'entreprise et bénéficient d'un droit de tirage proportionnel à leur participation à la coentreprise. Ce type de schéma se retrouve dans des projets finlandais ou anglais. La répartition des risques entre les parties prenantes peut être très variable. Globalement, les partenariats en capital entre grands consommateurs et producteurs reflètent le concept traditionnel de partenariat industriel. Ces solutions doivent faire l'objet d'un examen attentif quant à leur conformité avec les lois sur la concurrence et les lois antitrust.

³⁰ L'augmentation des prix de gros de l'électricité et leur volatilité sont devenues une menace pour les industries européennes (à forte consommation d'énergie). Ces phénomènes pèsent sur leur compétitivité, peuvent bloquer temporairement leur production et menacent leur viabilité en Europe. Les conséquences économiques et sociales sont potentiellement graves puisque les produits de base de ces industries alimentent toutes les chaînes de valeur.

³¹ Pour une publication empirique utile, voir Pedretti et Kanellakopoulou (2023)

³² Lorsque deux opérateurs ont négocié l'achat/la vente d'un contrat, la transaction est enregistrée par la chambre de compensation qui devient la contrepartie de l'acheteur/du vendeur. Tout contrat acheté/vendu est dénoué au plus tard à l'échéance, la plupart du temps par compensation : l'opérateur qui a une position courte (longue) achète (vend) le même nombre de contrats de même échéance. La présence d'une compensation permet à l'opérateur de percevoir ou de déboursier la différence entre les prix des deux transactions sans intervenir sur le marché spot.

ni très liquides ni très importants³³.

- Un **Contrat sur Différence (CfD)** est un contrat à long terme, par exemple entre les producteurs et un agent public (régulateur, fonds public...), par lequel les producteurs vendent leur électricité sur le marché et paient/reçoivent la différence entre un « prix d'exercice » et le « prix de référence ». Le prix d'exercice peut être fixé par le régulateur ou par le biais d'une vente aux enchères. Il existe différents types de CfD, avec des propriétés différentes, en fonction de la manière dont le prix et la quantité de référence sont définis.

1. Analyse économique

Nous nous concentrons ici sur les relations contractuelles entre les producteurs et les détaillants/grands consommateurs sur des contrats standardisés négociés sur des plateformes centralisées, en abordant les thèmes suivants : contrats et couverture ; contrats et concurrence ; contrats standardisés négociés sur des plateformes.

Contrats et couverture du risque de prix

Toute la discussion sur la couverture commence par l'observation qu'il existe des risques compensatoires qui peuvent être échangés. Dans la littérature sur les marchés de gros de l'électricité, on suppose parfois que les participants sont neutres à l'égard du risque. Dans la pratique, cependant, les participants au marché de l'électricité ont une aversion pour le risque et cherchent à s'isoler du risque du marché de gros de l'électricité en négociant des contrats de couverture.

Nous nous concentrons ici sur le risque prix/volume dans le temps (et non en fonction de la localisation géographique). Par souci de simplicité, nous ne faisons donc aucune distinction quant à la localisation des prix et des quantités définis (par exemple, nous nous appuyons sur l'hypothèse de la plaque de cuivre).

Les contrats de couverture peuvent prendre des formes très diverses. Comme nous l'avons déjà mentionné, les contrats de couverture peuvent être des arrangements sur mesure. Toutefois, *nous nous concentrons ici sur les contrats de couverture standardisés connus sous le nom de swaps et de caps* (et nous mentionnerons brièvement leurs équivalents, les collars et les floors). Les contrats de ce type constituent la majeure partie des contrats négociés sur le marché de la couverture de gré à gré.

Les contrats de couverture peuvent prendre des formes très diverses. Comme nous l'avons déjà mentionné, les contrats de couverture peuvent être des arrangements sur mesure. Toutefois, nous nous concentrons ici sur les contrats de couverture standardisés connus sous le nom de swaps et de caps (et nous mentionnerons brièvement leurs équivalents, les collars et les floors). Les contrats de ce type constituent la majeure partie des contrats négociés sur le marché de la couverture de gré à gré.³⁴

Les principaux contrats sont les suivants :

- Les **swaps** sont des accords financiers en vertu desquels une partie (appelée vendeur) accepte de payer à une autre partie (appelée acheteur) un montant égal à la différence entre le prix spot à une période d'une demi-heure prédéterminée et un prix fixe prédéterminé multiplié par une quantité prédéterminée. Les contrats de ce type sont appelés swaps car ils ont pour effet d'échanger un flux de revenus flottants contre un flux de revenus fixes.

Dans le secteur de l'électricité, les contrats sur différence présentent les caractéristiques des contrats à terme simples à volume fixe. Les contrats sur différence impliquent un prix d'exercice fixe ; la quantité dépendant généralement de la production de la centrale soumise au CfD.

Les swaps peuvent impliquer des flux de paiements dans les deux sens. Si le prix spot est supérieur au prix fixé, le vendeur du swap paie la différence à l'acheteur. En revanche, si le prix spot est inférieur au prix fixé, l'acheteur du swap paie la différence au vendeur. Bien qu'il soit techniquement possible de négocier des contrats de swap ne s'appliquant qu'à une date et une heure données dans

³³ C'est notamment le cas en France où le mécanisme de l'ARENH supprime une grande partie de la liquidité des marchés à terme de gros.

³⁴ Cf. Biggar et Hesamzadeh (2014).

le futur, en pratique, il est courant de regrouper les swaps ayant le même volume et des périodes similaires.³⁵

- Les **caps** (également appelés « options d'achat » ou « obligations unilatérales ») sont des contrats financiers en vertu desquels une partie accepte de payer la différence entre le prix spot à une demi-heure prédéterminée et un prix d'exercice donné multiplié par une quantité prédéterminée, mais uniquement dans le cas où le prix spot dépasse le prix d'exercice. En compensation de ce flux de paiement futur, l'acheteur verse au vendeur une somme initiale fixe.

Certaines analyses théoriques suggèrent qu'un producteur d'électricité qui achète du gaz naturel sur le marché spot et qui vend de l'électricité sur le marché spot pourrait obtenir une couverture parfaite en utilisant un instrument financier, qui est comme un cap mais qui dépend de la différence entre le prix de l'électricité et le prix du gaz naturel.

Contrats futures standardisés

Les contrats futures sur l'électricité sont des produits dérivés qui fixent le prix avant la période de livraison. Pendant les périodes de négociation, les acteurs du marché échangent des contrats standardisés composés d'une unité d'énergie. Cette dernière sera livrée à l'acheteur par le vendeur au prix d'échange pour toute la période de livraison, pour les contrats avec règlement physique. En revanche, un règlement en espèces est prévu sur la base de la différence entre le prix spot et le prix forward pour les contrats financiers, qui sont en fait la majorité des contrats futures échangés sur les marchés susmentionnés.

Une forte volatilité, une inversion de la moyenne, des pics de prix soudains et considérables sont des caractéristiques bien connues des prix de gros spot de l'électricité.³⁶ Ces caractéristiques sont dues à la capacité de stockage limitée de l'électricité et à la fluctuation de la charge. Ces facteurs impliquent que l'approche classique utilisée pour l'évaluation financière à terme, c'est-à-dire la condition de non-arbitrage, ne peut pas être appliquée. L'électricité ne peut pas être vendue à découvert ; elle ne peut pas être achetée au prix spot aujourd'hui, stockée pendant un certain temps et revendue au prix forward. En outre, les concepts classiques de « convenience yield » (rendement d'opportunité) et de frais de portage, qui expliquent la relation entre les prix forwards et futures, perdent leur sens ici, puisqu'ils impliquent que les négociants puissent acquérir et stocker l'actif sous-jacent (Hoff et Mortensen, 2014³⁷).³⁸

Contrats et concurrence

- Dans le contexte des contrats complémentaires aux échanges journaliers d'électricité, les **marchés forwards** jouent un rôle crucial.

Les contrats forwards sont des contrats financiers permettant aux parties de fixer des prix acceptables, sans nécessairement exiger une livraison physique. Les deux parties peuvent procéder à des ajustements en fonction de l'évolution de la situation. Par exemple, un détaillant peut décider de satisfaire sa demande par des achats spot, lorsque le prix spot est inférieur aux coûts du fournisseur. Idéalement, le prix spot n'est utilisé que pour évaluer les écarts par rapport aux

³⁵ Par exemple, sur le marché national australien de l'électricité (NEM), les swaps d'heures pleines couvrent les heures comprises entre 7h30 et 22h00 les jours de semaine, sur un mois, un trimestre, une année civile ou plus. Les swaps forfaitaires couvrent les 48 demi-heures d'une journée pendant (à nouveau) un mois, un trimestre, une année civile ou plus. Les swaps d'heures creuses peuvent être obtenus en achetant un swap forfaitaire et en vendant un swap d'heures pleines pour le même volume horaire et la même période.

³⁶ Cf. Knaut et Paschmann (2019), Li et al. (2016).

³⁷ Cf. Haugom et al. (2018).

³⁸ Selon l'approche de la pression de couverture (Bessembinder et Seguin, 1992), le prix forward d'un certain actif peut être lu comme la somme du prix spot attendu sur cet actif et de la prime de risque. Cette dernière est payée par l'opérateur averse au risque afin de transférer le risque de prix à la contrepartie. Les producteurs et les acheteurs d'électricité peuvent avoir intérêt à supporter un coût supplémentaire pour se couvrir contre le risque de prix. Il en résulterait une prime de risque à la fois positive et négative (Pietz, 2009). En particulier, une prime positive, c'est-à-dire une différence positive entre le prix forward et le prix spot attendu, indiquerait que les acheteurs sont relativement plus enclins à prendre des risques que les vendeurs et qu'ils sont donc prêts à acheter de l'électricité à terme avec une prime par rapport au prix spot. Ce faisant, ils peuvent se garantir un prix fixe, en transférant le risque lié à la volatilité du prix spot aux vendeurs. Au contraire, une prime négative, c'est-à-dire un prix forward inférieur au prix au spot attendu, implique que les vendeurs sont prêts à payer une prime aux acheteurs afin de leur transférer le risque lié à la volatilité du prix spot.

positions prises sur les marchés forwards. Les participants aux marchés doivent faire des offres d'achat et de vente avant le temps réel, simplement pour permettre à l'opérateur du système d'anticiper et d'assurer la faisabilité physique du calendrier proposé.

Pour ces raisons, les contrats forwards (financiers) jouent également un rôle important dans l'atténuation de l'incitation à exercer un pouvoir de marché³⁹, un problème qui pourrait toujours se poser avec des enchères uniformes sur le marché day ahead. Un fournisseur qui a vendu sa production à terme n'a aucun intérêt à manipuler le prix spot. En effet, tant les fournisseurs que les demandeurs ont intérêt à conclure des contrats forwards, car ceux-ci réduisent les risques pour les deux parties.⁴⁰

- D'autres questions liées aux contrats à long terme et à la concurrence se posent également, principalement en ce qui concerne les **PPA**. Les PPA font l'objet de préoccupations concurrentielles, car dans le passé, certains tentaient d'accorder un traitement préférentiel à certains gros consommateurs, ce qui était manifestement discriminatoire. En outre, les avantages du PPA sont conservés par les contractants et ne sont pas transmis aux utilisateurs non contractants.

Les PPA sont privés parce que les parties les ont gardés essentiellement confidentiels. Cette confidentialité peut affaiblir la concurrence et créer des obstacles pour d'autres acteurs moins impliqués ou moins qualifiés. Le développement des PPA reste limité à une catégorie d'acteurs motivés car les contrats bilatéraux comportent tous un risque de contrepartie. Ces risques peuvent toutefois être réduits par de nouvelles règles régissant le marché des PPA. En outre, les PPA peuvent être très sensibles au niveau des taux d'intérêt (qui augmentent rapidement dans le contexte actuel), bien que les nouvelles règles du marché des PPA puissent également réduire certaines de ces préoccupations.

Dans l'ensemble, la signature d'un PPA est principalement une option pour les professionnels très actifs (acheteurs et consommateurs), et non un outil permettant d'assurer une transition énergétique large et rapide pour la grande majorité du marché, qui n'est toutefois pas très active.

Mise en œuvre de contrats à long terme.

En réalité, les contrats sont des instruments de couverture. Ils ne sont pas nouveaux dans le secteur de l'électricité mais ont évolué récemment en raison des choix de mise en œuvre effectués par les différents États membres. Ainsi, les CfD ont été utilisés en France et au Royaume-Uni pour encourager les capacités renouvelables. Dans le même temps, les PPA ont permis à certains utilisateurs professionnels de sécuriser leurs achats d'électricité verte. Par exemple, les contrats de carbone sur différence sont une autre forme utilisée dans la pratique, même si elle n'est pas encore généralisée, lorsque les gouvernements s'engagent à payer un niveau de prix du carbone fixé aux investisseurs.⁴¹

Le mécanisme des CfD pourrait avoir l'inconvénient de devoir subventionner fortement le producteur dans le cas où le prix de gros serait durablement bas, ce qui irait à l'encontre des textes européens qui interdisent les subventions publiques.

Ces différences de mise en œuvre sont justifiées dans la mesure où les États membres peuvent avoir des objectifs spécifiques pour l'évolution du secteur, à savoir la décarbonisation ou la protection des consommateurs, et où les investisseurs ont des attitudes hétérogènes face au risque.

2. Aspects empiriques et recommandations

Recommandation principale : Les contrats à long terme sont essentiels à l'efficacité des marchés de l'électricité. Choisir de les limiter à un seul type (soit les PPA, soit les contrats futures, soit les CfD) réduirait les possibilités de couverture et augmenterait peut-être les situations propices à l'exercice d'un pouvoir de marché, ce qui n'est pas souhaitable. Ceci est

³⁹ Cf. Cramton (2017), Borenstein (2002), Anderson et Hu (2008).

⁴⁰ Cf. Ausubel et Cramton (2010).

⁴¹ Cf. Richstein et Neuhoff (2022).

d'autant plus important que chaque État membre a un mix différent et une taille/ un nombre différent de parties prenantes disposées à conclure des contrats.

En ce qui concerne les contrats futures sur le marché de gros de l'électricité :

- *Recommandation : Les marchés à terme dans le secteur de l'électricité de gros permettent d'éviter de recourir à des arrangements juridiques et commerciaux complexes. Cette option est flexible et moins complexe à mettre en place que les contrats à long terme, et accessible à toutes les entreprises (directement ou par le biais d'intermédiaires). Cependant, elle nécessiterait une augmentation de la liquidité et de la taille des contrats futures. Ainsi, un mécanisme obligatoire améliorerait la liquidité sur le segment le plus long des marchés à terme.*

Par exemple, l'enchère BGS du New Jersey fournit une couverture continue pour l'énergie livrée et le prix (sans être strictement « obligatoire »)⁴².

Les politiques visant à augmenter la taille de ces marchés à terme (et, par conséquent, des marchés optionnels), en particulier à un horizon de 5 à 10 ans, permettraient d'améliorer sensiblement la visibilité à long terme sur les prix de l'électricité pour les consommateurs, grâce à des stratégies de couverture comparables à celles qui existent déjà pour de nombreuses matières premières.

- Il y a une prolifération des contrats standardisés. Sur l'EEX, par exemple, les contrats futures sur l'électricité sont négociés pour des périodes de livraison d'une semaine, d'un mois, d'un trimestre et d'une année entière. En outre, la livraison peut se référer à l'ensemble de la période, ou seulement à un sous-ensemble d'heures tout au long de la période.

Recommandation : Il ne faut pas non plus négliger une meilleure coordination des contrats standardisés (futures) que d'autres possibilités de réduire les garanties afin d'améliorer la liquidité.

- La recherche empirique sur les futures montre des primes à la fois positives et négatives. La récente crise de l'électricité a également créé des tensions extrêmes sur le marché forward (voir le rapport du GRT français RTE en 2022 pour les marchés français où une prime de risque « excessive » semble en jeu pendant l'été 2022).

Recommandation : Il convient d'encourager une surveillance et une transparence accrues des primes sur les marchés de l'électricité.

- *Si l'hypothèse de la plaque de cuivre est abandonnée (c'est-à-dire, si les congestions sont prises en compte dans l'organisation du marché, qui pourrait être plus précise à l'avenir), tous les contrats futures à long terme mentionnés ci-dessus doivent finalement être mis en œuvre d'une manière assez spécifique : localisation du contrat (point de production vs point de consommation), objet du contrat (énergie vs capacité installée)... Par exemple, les contrats BGS du New Jersey portent sur des tranches (parts de la consommation totale couverte) pour l'énergie livrée à l'emplacement de la charge et au prix livré, plus une allocation de charges de capacité pour la charge à cet emplacement. Il s'agit d'un contrat sur différence d'un type particulier, où le fournisseur prend le risque du prix LMP livré à l'emplacement de la charge (sur les LMP, voir la note n°5).*

En ce qui concerne les accords d'achat d'électricité (PPA) :

- *Recommandation : La signature d'un PPA est complexe, c'est pourquoi il s'agit principalement d'une option pour les acheteurs professionnels très motivés. Les accords d'achat d'électricité ne permettent pas à eux seuls de réaliser des investissements à faible intensité de carbone à l'échelle et à la vitesse nécessaires. Ils peuvent impliquer des risques de contrepartie importants, si aucune mesure corrective n'est prévue, et ne semblent convenir qu'à des acteurs très actifs du marché.*

En ce qui concerne les contrats sur différence :

⁴² Une autre solution consisterait à créer de la liquidité à long terme sur le marché avec les producteurs régulateurs publics afin qu'ils offrent des volumes pour l'achat et la vente de produits de marché avec des échéances spécifiques. Les ordres de marché (volume, prix, date de livraison) seraient gérés de manière centralisée par une structure indépendante (publique ou non) dans un cadre réglementaire. Du point de vue de la réglementation européenne, aucun obstacle juridique n'a été identifié à ce stade. En particulier, la possibilité de s'engager sur une longue période n'est a priori pas entravée par la directive 2019/944, sous réserve de s'assurer de l'impartialité de l'opérateur

- *Recommandation : Les enchères de CfD soutenues par la réglementation, gérées et souscrites par les régulateurs au nom des consommateurs, peuvent être conçues pour couvrir les risques de prix ou de volume. Dans la pratique, elles ont déjà été utilisées pour garantir les revenus des énergies renouvelables et neutraliser la variabilité des prix spot. Les ventes aux enchères sont des mécanismes efficaces pour extraire les informations des investisseurs sur leurs coûts réels si elles sont conçues de manière appropriée. Les enchères de CfD peuvent également être conçues pour éviter les rentes inframarginales importantes. Les gouvernements (agences) peuvent mettre en commun ces CfD souscrits et les transmettre aux consommateurs finaux (ou aux entreprises de détail en leur nom) de manière à ne pas fausser les signaux de prix à court terme ou la concurrence au niveau du détail.*

Note n°5 : Tarification marginale locale

1. Analyse économique

La transition vers une énergie à faible teneur en carbone dans le secteur de l'électricité implique des investissements croissants dans les réseaux de transport et de distribution. Dans ce contexte, il est important de veiller à ce que l'emplacement des nouveaux générateurs et les investissements dans les réseaux (pour évacuer la production) minimisent les coûts totaux des systèmes. Par exemple, la décarbonisation de l'électricité nécessite des investissements massifs dans l'éolien et le solaire, où la meilleure ressource ne se trouve pas toujours là où le réseau est suffisamment puissant, d'où l'importance d'orienter leur localisation afin de minimiser le coût total (c'est-à-dire, réseau + production). Cela a été bien compris dans quelques pays qui ont mis en place des redevances locales pour la connexion au réseau et l'utilisation de celui-ci. Ainsi, en Grande-Bretagne, les redevances annuelles varient à travers le pays d'environ 40 000 €/MW par an, ce qui donne des signaux assez forts sur les endroits où les nouvelles injections sont coûteuses et où elles sont nécessaires.

Les contraintes liées au transport se développent rapidement, parallèlement à la transition vers un secteur de l'électricité à faible émission de carbone. Le véritable coût marginal local pour répondre à la charge peut être à la fois plus élevé et plus bas que les coûts marginaux de n'importe lequel des générateurs en activité.

Dans ce contexte, les prix marginaux locaux (LMP, ou prix nodaux) sont utilisés pour régler, sur le marché à court terme (spot)⁴³, toutes les injections et retraits de ressources à chaque point d'interconnexion (nœud) du réseau de transport. Ces prix reflètent le coût de la réponse à la charge à chaque endroit et à chaque moment, c'est-à-dire qu'ils tiennent compte des contraintes physiques du réseau de transport. En conséquence, les LMP deviennent plus importants lorsque les contraintes du réseau deviennent plus sévères, ce qui est probable avec le développement futur prévisible des énergies renouvelables. Plus précisément, dans un marché LMP... :

- L'électricité produite à des endroits où l'offre supplémentaire ne peut être distribuée pour répondre à la charge en raison de contraintes de transport sera payée à un prix bas, alors que sur les marchés non-LMP, elle est souvent payée au même prix que la production qui peut être distribuée. Ainsi, les LMP indiquent clairement (pour les producteurs exposés aux prix en temps réel) où la production doit être augmentée ou diminuée pour résoudre les contraintes.
- L'électricité produite lorsque la demande nette est faible ne sera pas payée au même prix que l'électricité produite lorsque la demande nette est élevée.
- Les ressources qui ne peuvent pas varier leur production pour produire plus d'électricité lorsque la charge nette et les prix sont élevés ou pour produire moins lorsque la charge nette et les prix sont bas recevront des prix moyens inférieurs à ceux des ressources qui peuvent être dispatchées. Par conséquent, les ressources à montée en puissance rapide obtiendront des marges plus importantes que les unités à montée en puissance lente au même endroit, car elles produiront plus d'électricité lorsque les prix sont élevés et moins lorsqu'ils sont bas.
- Sur un marché LMP, les consommateurs qui peuvent réduire leur consommation lorsque les prix sont élevés et l'augmenter lorsque les prix sont bas paieront des prix moyens inférieurs à ceux des consommateurs qui continuent à consommer à des niveaux élevés lorsque les prix sont très élevés. En outre, les consommateurs intensifs d'électricité qui ont le choix du lieu de leurs activités peuvent s'installer là où les prix sont généralement bas en raison de la congestion du réseau de transport.

⁴³ La mise en œuvre de prix nodaux au niveau de la distribution (et non pour un marché de gros) serait très complexe, les prix seraient fortement non linéaires et difficiles à prévoir pour les raccordés (et les DNO). De petites reconfigurations du réseau local feraient de grandes différences au niveau des prix nodaux. Le pouvoir de marché local et son contrôle constitueraient un problème aigu.

Si l'on veille à ce que ces dispositions envoient des signaux temporels et géographiques appropriés, à la fois en termes de lieu d'investissement⁴⁴ et d'actifs à répartir, et à ce que les prix soient suffisamment précis pour susciter des comportements efficaces et flexibles, on devrait parvenir à une hausse du bien-être global plus élevé et une baisse des factures pour les consommateurs. Les données relatives aux avantages du marché LMP suggèrent que le coût du passage à un marché LMP pourrait être compensé par les avantages du système en deux ans ou moins dans un système de la taille d'un gigaoctet. Neuhoff *et al.* (2013) évaluent les réductions de coûts entre 1,1 % et 3,6 % pour l'UE, et Aravena et Papavasiliou (2016) identifient des économies de 2,8 % pour l'Europe centrale et occidentale. Eicke et Schittekatte (2022) analysent les critiques formulées à l'encontre des LMP et fournissent d'autres références concernant des études de cas sur les gains obtenus grâce aux LMP dans d'autres pays et États.

2. Aspects empiriques et recommandations

Effets hétérogènes des LMP entre les pays. Les effets du passage à un marché LMP peuvent varier considérablement d'un pays à l'autre :

- Les États-Unis ont hérité de réseaux peu étendus, relativement mal connectés aux zones de distribution voisines, avec d'importants problèmes de contraintes, mais ils avaient l'avantage de disposer d'une distribution centrale, de sorte que l'introduction des LMP a été simple et, dans certains cas, a entraîné des réductions de coûts (économies d'énergie) de l'ordre de 2 %.
- La France a une histoire de décisions intégrées de localisation de la production et du transport sur une zone à l'échelle du pays, de sorte que les contraintes sont susceptibles d'être plus faibles, du moins lorsque toutes les centrales nucléaires sont en service. La France ressemble probablement davantage à une plaque de cuivre que des pays comme l'Italie et la Grande-Bretagne, de sorte que les gains liés à la tarification au prix du marché seraient probablement moindres qu'aux États-Unis, du moins à l'heure actuelle. De même, les gains du LMP en France seraient probablement moindres que dans les autres pays européens, comme l'Allemagne par exemple (où une grande partie de la production d'électricité est située dans le nord alors que la consommation est plutôt concentrée dans le sud) ou comme l'Italie.
- Le LMP entraînerait une hétérogénéité significative des prix de gros dans les pays où les zones de production sont relativement éloignées des zones de consommation, ce qui pourrait être le cas de l'Allemagne.

Si les contraintes futures sur les réseaux électriques peuvent effectivement devenir plus sévères avec les énergies renouvelables se connectant à des endroits très différents de la grande production conventionnelle passée, **des contrats de connexion efficaces à long terme peuvent également réduire de manière significative la tension sur le système électrique.** Les LMP reflètent les coûts marginaux à court terme, tandis que les décisions d'investissement sont motivées par les coûts marginaux à long terme (LRMC ou coût total). Pour minimiser le risque, les investisseurs doivent être aussi confiants que possible quant aux coûts futurs de l'implantation aux différents nœuds. Dans ce contexte, les redevances annuelles peuvent être remplacées par des contrats à long terme qui signalent à chaque date les meilleurs endroits où s'implanter, sur la base d'une estimation réaliste du LRMC. L'ensemble des prix contractuels publiés serait mis à jour chaque année en fonction de l'évolution des réseaux et de la production, mais les contrats antérieurs continueraient d'être honorés. Les redevances pour la production existante seraient remplacées par des contrats équivalents bénéficiant de droits acquis pour la durée de vie restante.

Le passage aux LMP peut poser quelques **défis en termes d'organisation.** Apparemment, l'ESO a besoin de plusieurs années pour mettre en place le système de distribution soumis à des contraintes de sécurité et les systèmes de règlement critiques ; il s'agit donc d'une réforme qu'il vaut la peine de mettre en œuvre.

⁴⁴ Toutefois, certains membres du groupe ont estimé que pour atteindre cet objectif, il faudrait plutôt des signaux de prix contractuels à long terme, et non des prix à court terme volatils et imprévisibles comme les LMP.

Les LMP donneraient **un signal d'investissement relativement faible au propriétaire du réseau de transport**. Ils signalent les contraintes de transport à court terme qui changeront avec le renforcement du réseau, mais les différences de prix entre les différents nœuds seront loin de couvrir le coût du renforcement de cette liaison.⁴⁵

La solution des **prix zonaux** (c'est-à-dire une solution intermédiaire entre une distribution centrale à l'échelle d'un pays et un cadre strict de tarification nodale) peut constituer une solution de second choix, mais les avantages ne sont pas non plus très clairs. L'expérience de l'Italie avec 21 zones de tarification sur le territoire n'a pas éliminé les congestions à travers le pays et donc les effets de tarification inégaux entre les zones et donc les consommateurs, en particulier dans les régions où la pénétration des énergies renouvelables est la plus élevée.⁴⁶ Un autre argument en défaveur de la tarification zonale est qu'elle peut apparaître comme une étape intermédiaire avec le risque associé d'encourir deux fois tous les coûts de transaction avant d'atteindre les LMP complets.

Recommandation : Des considérations théoriques solides suggèrent que les prix marginaux locaux, en moyenne, permettraient de résoudre efficacement les problèmes importants des marchés de gros de l'électricité actuels et futurs. Toutefois, leur mise en œuvre en Europe soulèverait d'importants problèmes organisationnels et réglementaires qu'il conviendrait d'aplanir au préalable. Les avantages de ces tarifications varieraient d'un pays européen à l'autre. En tout état de cause, il sera nécessaire d'orienter la localisation des investissements. D'autres solutions impliqueraient une tarification à plus long terme de la localisation, ou l'intégration de composantes liées à la localisation dans les tarifs de réseau payés par les producteurs. Ceux-ci nécessiteraient toutefois des règles d'harmonisation supplémentaires entre les États membres.

⁴⁵ Et, selon certains membres du groupe, dans tous les cas, cela donnerait des systèmes trompeurs car le renforcement du réseau est un problème à l'échelle du système.

⁴⁶ Cf. Ardian *et al.* (2018), Concettini *et al.* (2022).

Note n°6 : Amortir le choc global pour les agents privés

1. Analyse économique

Compte tenu de l'ampleur et de la date très récente du choc sur les prix de l'électricité en Europe, la recherche universitaire sur les impacts globaux d'une flambée des prix de l'électricité n'en est qu'à ses débuts.

Toutefois, un nombre important d'études tendent à suggérer que les entreprises et les ménages peuvent ne pas être affectés de manière homogène par les prix de l'énergie et/ou de l'électricité :

- Henriet, Maggiar et Schubert (2014) développent un modèle de croissance dynamique pour étudier l'effet des chocs énergétiques sur l'économie française. L'énergie est incluse dans le modèle à travers la production de services énergétiques par les ménages et la production de biens et services par les entreprises. Dans ce modèle, l'effet de la taxe carbone est plus important sur la consommation d'énergie des entreprises que sur celle des ménages. Toutefois, cette étude ne prend en compte que les combustibles fossiles.
- De même, l'analyse économétrique de Corbier et Gonand (2023) suggère que les entreprises pourraient être moins à même d'ajuster certains de leurs comportements de consommation en cas de hausse du prix de l'énergie. L'élasticité de substitution interénergétique des entreprises semble être relativement plus faible que celle des ménages. Cela s'explique par le fait que les ménages peuvent renouveler leurs technologies plus souvent car la durabilité des biens durables est relativement plus faible que celle du capital physique. Les biens durables ont une durée de vie moyenne d'environ dix ans, alors que le capital physique a une durée de vie d'environ vingt ans. En outre, les coûts irrécupérables et le montant initialement investi dans le capital interagissant avec l'énergie (c'est-à-dire le capital physique pour les entreprises et les biens durables pour les ménages) semblent jouer un rôle plus important pour les entreprises que pour les ménages. Ainsi, les entreprises sont moins susceptibles de changer de type d'énergie dans leur processus de production parce que la technologie utilisée est relativement plus coûteuse (ce qui peut être considéré comme reflétant une forme de verrouillage).⁴⁷
- D'un point de vue macroéconomique, De Miguel et Manzano (2006) suggèrent, à l'aide d'un modèle DSGE, que taxer les entreprises sur leur consommation d'énergie est préjudiciable à la croissance à long terme, en raison de l'effet dépressif potentiel sur leur production.

D'un point de vue macroéconomique, De Miguel et Manzano (2006) suggèrent, à l'aide d'un modèle DSGE, que taxer les entreprises sur leur consommation d'énergie est préjudiciable à la croissance à long terme, en raison de l'effet dépressif potentiel sur leur production.

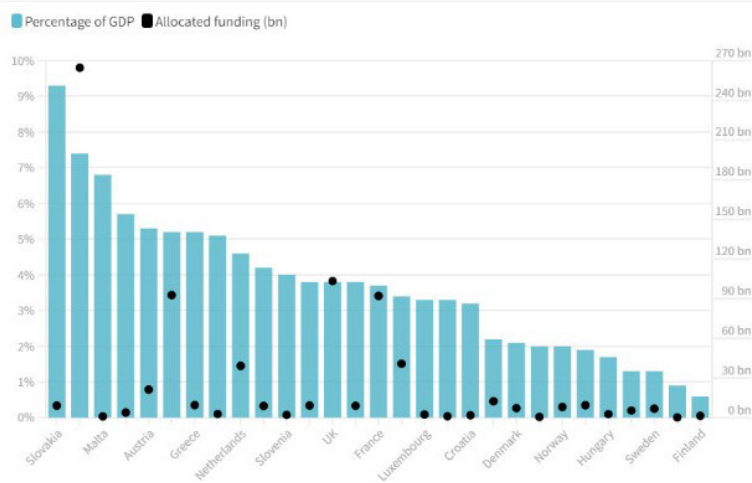
Dans sa recommandation d'avril 2022, l'ACER a souligné que des solutions peuvent être mises en œuvre pour contrer les périodes futures de prix élevés et volatils de l'électricité, afin de protéger des groupes particuliers de consommateurs. Des mesures telles que les options d'accessibilité financière ou la « soupe d'amortissement temporaire » nécessitent l'identification de groupes de consommateurs méritant d'être protégés, un choix qui relève principalement des États membres.

2. Aspects empiriques et recommandations

Les gouvernements peuvent amortir de différentes manières le choc de prix subi par les agents privés (c'est-à-dire les ménages ou les entreprises), comme le montrent les données empiriques :

- L'ampleur de l'aide peut varier considérablement d'un pays européen à l'autre. Jusqu'à présent, ce sont les finances publiques allemandes qui ont apporté le soutien le plus important à l'économie allemande.

⁴⁷ cf. Unruh (2000).



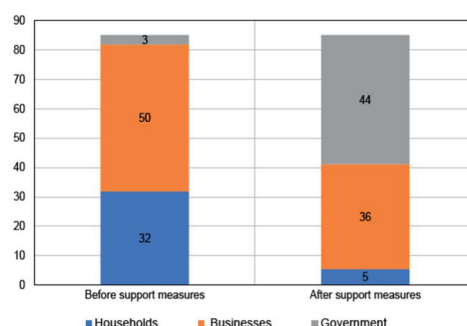
Source: please refer to the methodological note in excel for a break-down of the packages and the sources in details.
 Note: We include only measures that are provisional and motivated by the energy crisis while we exclude pre-existing ones. Estimated numbers also include funding earmarked but not yet allocated.



Source : Institut Bruegel (<https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>). L'Allemagne est représentée par la deuxième barre à gauche.

- La répartition de l'aide entre le secteur manufacturier et les ménages peut également varier fortement d'un pays à l'autre :
 - En Allemagne, l'industrie (environ 25 000 entreprises dont la consommation de gaz est supérieure à 1,5 million de kWh/an) bénéficie d'un plafond de prix de 7 c€/kWh sur 70 % de sa consommation de gaz en 2021. En revanche, les ménages bénéficient d'un plafond sur le prix du gaz de 12 c€/kWh qui reste bien supérieur au prix de 2021 (c'est-à-dire 7,06 c€/kWh). En conséquence, les ménages allemands subiront toujours une augmentation significative de leur facture de gaz.⁴⁸
 - En Italie, pour atténuer l'impact de l'augmentation des prix de l'énergie, la charge des frais du système a été transférée vers les recettes fiscales, pour ne pas peser sur les factures d'énergie. Les entreprises à forte consommation d'énergie ont bénéficié d'un crédit d'impôt.
 - En France, le ministère des finances estime que les finances publiques ont compensé la quasi-

Distribution of real income losses in 2022 vs 2019 arising from the energy terms of trade shock, before individual behavioural changes (in €bn)



Source: DG Trésor calculations.

How to read this chart: Ex-ante losses over the full year before behavioural changes and macroeconomic feedback, calculated relative to values in 2019.

totalité du choc des prix pour les ménages, mais seulement un tiers environ pour les

⁴⁸ Voir https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/understanding-germanys-gas-price-brake-balancing-fast-relief-and-complex-politics/#_edn28. La politique commence en janvier 2023 et se termine le 30 avril 2024.

entreprises.

Recommandation : La politique budgétaire visant à amortir le récent choc des prix de l'énergie sur les agents privés peut essayer de viser un équilibre entre le soutien aux différents types d'agents (ménages contre entreprises, notamment). Ce faisant, elle peut garder à l'esprit qu'un tel choc déclenche différents effets macroéconomiques par différents canaux (des effets principalement sur la demande par le biais des ménages, des effets principalement sur l'offre par le biais des entreprises) et les entreprises peuvent être plus négativement influencées par un tel événement que la plupart des ménages.

Recommandation : La coordination au niveau de l'UE des mesures de soutien locales est fondamentale pour éviter les distorsions du marché qui peuvent se répercuter sur les secteurs industriels en créant des avantages locaux.

Recommandation : Dans ce contexte, il est également justifié de renforcer les obligations des fournisseurs afin de mieux protéger les consommateurs (industries et ménages) des hausses de prix à court terme.

Recommandation : Une plus grande efficacité énergétique atténuerait considérablement les effets globaux d'une hausse des prix de l'électricité.

Note n°7 : Défis technologiques, Taxonomie et Taxe carbone

1. Analyse économique : défis technologiques et cadre de la décarbonisation

La **décarbonisation** est une question à long terme qui nécessite des **changements technologiques** importants. Il y a eu des avancées technologiques significatives dans le solaire photovoltaïque, l'éolien et les batteries.⁴⁹ Certaines technologies nécessaires à la décarbonisation sont sur le point d'arriver sur les marchés et doivent être développées rapidement pour intégrer l'électricité renouvelable variable.

Les **prix du carbone** ont également été un moteur essentiel de la décarbonisation au cours des dernières années. Ils créent des incitations uniformes pour un comportement respectueux du climat pour tous les acteurs en Europe, favorisent la pénétration de nouvelles technologies et fournissent des incitations importantes pour le changement technologique. Les investissements dans les technologies énergétiques propres sont influencés par les prix relatifs des intrants, les investissements les plus importants étant dirigés vers les technologies qui substituent imparfaitement⁵⁰ les intrants (fossiles) plus coûteux. Les prix du carbone ainsi que les prix élevés du gaz augmentent la rente des producteurs dont les coûts marginaux sont faibles et accroissent les investissements dans des capacités alternatives. Des prix du CO2 nettement plus élevés peuvent peser sur la compétitivité de l'industrie européenne. Cependant, les prix du carbone en Europe ont été trop bas pendant de nombreuses années, et sont encore trop imprévisibles, pour envoyer le bon signal sur ce qui devrait être fait aujourd'hui pour réduire les émissions et ne sont pas non plus suffisants pour atteindre la neutralité carbone, car les technologies actuelles ne sont pas capables de décarboniser complètement les économies.

Des efforts technologiques plus larges sont nécessaires, en particulier pour des technologies telles que le captage du CO2, le stockage de l'électricité et les biocarburants en phase de laboratoire, de prototype ou de projet pilote⁵¹. Les **politiques qui soutiennent la R&D** dans les nouvelles technologies ainsi que l'infrastructure de réseau associée pour l'innovation en matière d'énergie propre doivent être adaptées et développées. Cela concerne l'électricité, mais aussi le transport, la distribution et le stockage de l'hydrogène et des vecteurs énergétiques synthétiques.

Des investissements judicieux déterminent la **vitesse et l'efficacité de la transition vers l'énergie verte** et, compte tenu de la longue durée des investissements énergétiques, dépendent essentiellement d'une actualisation appropriée.⁵² Décourager ou retarder le changement technologique pourrait être coûteux, car il pourrait en résulter une période de transition prolongée avec une croissance lente à l'avenir.⁵³ Cet aspect est important car on craint que la transition vers une énergie à faible teneur en carbone ait des répercussions négatives sur le PIB par habitant. En revanche, une transition énergétique bien mise en œuvre pourrait se traduire par une baisse du prix de l'énergie à l'avenir.

Les réformes de l'organisation du marché de l'électricité doivent tenir compte des importants cadres de travail qui ont été établis, en particulier en ce qui concerne les exigences juridiques de l'UE :

- Le **règlement européen sur la taxonomie** est un système de classification qui fournit des critères très détaillés selon lesquels une activité peut être considérée comme durable du point de vue environnemental. La taxonomie européenne cible le secteur financier dans le but d'orienter les investissements vers les activités durables, qui recevront davantage de fonds de la part des investisseurs, lesquels seront protégés contre le greenwashing. Par conséquent, la taxonomie de l'UE ne peut pas être considérée comme un instrument de commandement et de contrôle, puisque les marchés libres sont préservés ; néanmoins, en s'appuyant sur les canaux financiers, elle peut avoir un effet substantiel sur les secteurs industriels. En particulier, l'acte délégué complémentaire

⁴⁹ Cf. Clarke et al. (2022).

⁵⁰ Sauf avec une plaque de cuivre.

⁵¹ Cf. IEA (2020).

⁵² Cf. Cherbonnier et Gollier (2022).

⁵³ Cf. Acemoglu et al. (2012).

sur les activités gazières et nucléaires ouvre la voie au remplacement des centrales au charbon et des vieilles centrales au gaz par des installations au gaz plus efficaces, qui peuvent être alimentées par du gaz fossile à court terme et passer à des gaz renouvelables, y compris l'hydrogène, à long terme. La structure de l'offre future sur le marché de l'électricité sera influencée par l'effet stimulant du règlement Taxonomie sur les investissements dans les nouvelles technologies.

- **Des normes de certification claires comprenant les émissions de CO₂** dues à la production, à l'utilisation et à l'élimination des biens constituent le critère d'évaluation décisif, sont nécessaires pour permettre une lutte efficace contre le changement climatique à l'échelle européenne et internationale. La transparence accrue réduit les asymétries d'information et garantit ainsi une allocation plus efficace du capital. Pour que les émissions de CO₂ servent de mesure d'évaluation pertinente, les émissions doivent être enregistrées de manière crédible et fiable dans tous les secteurs.⁵⁴ Cela est également nécessaire pour le couplage sectoriel et constitue une condition préalable essentielle pour de nombreuses mesures de politique industrielle et pour les chaînes de valeur internationales climatiquement neutres.

Cependant, la détermination et l'attribution de crédits d'émissions dans le processus de création de valeur n'est pas simple et nécessite le développement de normes d'évaluation internationales. Cela vaut d'autant plus pour un mécanisme tel que le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, dont l'efficacité n'est pas garantie selon différentes études⁵⁵ puisque son effet sur les émissions mondiales de CO₂ (et pas seulement sur les émissions européennes) peut être douteux.⁵⁶

2. Implications empiriques et recommandations

- *La confiance implicite de la taxonomie dans le bon fonctionnement des marchés financiers et la confiance des investisseurs risque de n'être qu'un troisième choix.* Cela pourrait compromettre à court terme un modèle qui pourrait être plus compétitif à long terme. En outre, la complexité des critères techniques de sélection et les exigences strictes en matière d'émissions, basées sur une approche d'évaluation du cycle de vie, pourraient freiner les nouveaux projets et investissements. Même si la taxonomie peut augmenter le coût du capital des combustibles fossiles et, en ce sens, peut être considérée comme complémentaire des prix du carbone, *il est plus efficace d'utiliser directement les marchés et de fournir un signal de prix substantiel sur le carbone* afin d'activer les capitaux requis de la part des investisseurs du secteur privé.

Recommandation : La confiance implicite de la taxonomie dans le bon fonctionnement des marchés financiers et la confiance des investisseurs risque de n'être qu'un troisième choix. Il est plus efficace d'utiliser directement les marchés et de fournir un signal de prix substantiel sur le carbone. Il est encore plus important que le futur prix du carbone soit prévisible et tangible, ce qui plaide en faveur d'un plancher ou, mieux encore, d'une taxe sur le carbone imposée par la loi et augmentant à un rythme convenu.

- S'ils sont mis en œuvre, *les contrats à long terme* (cf. note n°4) *ne devraient pas être « trop longs » afin de ne pas introduire une sorte de verrouillage vis-à-vis des technologies actuelles qui pourraient être dépassées à l'avenir.*⁵⁷

Bibliographie

⁵⁴ Cf. Mehling *et al.* (2019).

⁵⁵ Cf. Liu (2015), McKibbin *et al.* (2008), Winchester *et al.* (2011), Branger and Quirion (2014), Jakob *et al.* (2013).

⁵⁶ Cf. Fischer et Fox (2012).

⁵⁷ Toutefois, certains membres du groupe suggèrent qu'ils doivent être suffisamment longs pour réduire le risque d'investissement : la plupart des contrats relatifs aux SER ont une durée de 12 à 20 ans et ne verrouillent pas une technologie puisque des enchères successives introduisent de meilleurs moyens de fournir de l'électricité à partir des mêmes sources.

- Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L. and Hemous, D. (2012), “The environment and directed technical change”, *The American Economic Review*, v.102(1), pp.131-166.
- ACER (2022), *Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Available on https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf
- Allaz B. and J.-L. Vila (1993), “Cournot competition, forward markets and efficiency”, *Journal of Economic Theory*, v.59, pp.1–16.
- Anderson E. J. and X.Hu (2008), “Forward contracts and market power in an electricity market”, *International Journal of Industrial Organization*, v.26(3), pp.679-694.
- Antweiler W. and Muesgens F. (2021), “On the long-term merit order effect of renewable energies”, *Energy Economics*, v.99, 105275.
- Aravena I. and A.Papavasiliou (2016), “Renewable energy integration in zonal markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, v.32, pp.1334–1349.
- Ardian F., S.Concettini and A.Creti (2018), “Renewable generation and network congestion: an empirical analysis of the Italian power market”, *The Energy Journal*, v.39 - Special Issue 2.
- Ausubel L. M. and P.Cramton (2010), “Using forward markets to improve electricity market design”, *Utilities Policy*, v.18(4), pp.195-200.
- Bessembinder H. and P.J.Seguín (1992), “Futures-trading activity and stock price volatility”, *The Journal of Finance*, v.47(5), pp.2015-2034.
- Biggar D. R. and M.R. Hesamzadeh (2014), *The economics of electricity markets*, Wiley Blackwell.
- Boiteux M. (1951), « La Tarification au coût marginal et les Demandes Aléatoires », *Cahiers Séminaire d'Econométrie*, 1, 56–69.
- Boiteux M. (1956), « Le Choix des équipements de production d'énergie électrique », *Revue française de recherche opérationnelle*, v.1(1), pp.45–60.
- Boiteux M. (1960), “Peak Load Pricing”, *Journal of Business*, v.33(2), pp. 157–79.
- Borenstein S. (2002), “The trouble with electricity markets: understanding California’s restructuring disaster”, *Journal of economic perspectives*, v.16(1), pp.191-211.
- Branger F., P.Quirion and J. Chevallier (2016), "Carbon leakage and competitiveness of cement and steel industries under the EU ETS: much ado about nothing", *The Energy Journal*, v.37(3).
- Brown P.R. and A.Butterud (2021), “The Value of Inter-Regional Coordination and Transmission in De-carbonizing the US Electricity System”, *Joule*, v.5(1), pp.115-134.
- Carson R.T. and K. Novan (2013), “The private and social economics of bulk electricity storage”, *Journal of Environmental Economics and Management*, v.66(3), pp.404-423.
- Clarke L., Y.-M. Wei, A. De La Vega Navarro, A. Garg, A.N. Hahmann, S. Khennas, I.M.L. Azevedo, A. Löschel, A.K. Singh, L. Steg, G. Strbac, K. Wada, “2022: Energy Systems”, in IPCC, *2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khouridajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.008
- Cherbonnier F. and C.Gollier (2022), “How to invest in our future”, *TSE Reflect*. Available on <https://www.tse-fr.eu/how-invest-our-future>
- Collado N., J.Galindo, M.Hidalgo (2022), “How to reconcile energy independence and decarbonization goals: key challenges and possible solutions”, *EsadeEcPol Insight*. Available on <https://www.esade.edu/ecpol/en/publications/how-to-reconcile-energy-independence-and-decarbonization-goals-key-challenges-and-possible-solutions/>
- Concettini S., A.Creti and S.Gualdi (2022), “Assessing the regional redistributive effect of renewable power production through a spot market algorithm simulator: the case of Italy”, *Energy Economics*, v.114, 106225.
- Corbier and Gonand (2023), “A hybrid electricity-economy model to assess the aggregate impacts of low-carbon transition: an application to France”, *under review*.
- Cramton, P. (2017), “Electricity market design”, *Oxford Review of Economic Policy*, v.33(4), pp.589-612.
- Creti A. and F.Fontini (2019), *Economics of electricity: Markets, competition and rules*, Cambridge University Press.
- De Miguel C. and B.Manzano (2006), “Optimal oil taxation in a small open economy”, *Review of Economic Dynamics*, v.9(3), pp.438-454.

- Drèze J. (1964), "Some Post-war Contributions of French Economists to Theory and Public Policy: With Special Emphasis on Problems of Resource Allocation", *American Economic Review*, v.54(4), part 2, Supplement, pp.2–64.
- Eicke A; and T.Schittekatte (2022), "Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate", *Energy Policy*, v.170, 113220.
- Fabra N. (2003), "Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform Versus Discriminatory", *Journal of Industrial Economics*, Wiley Blackwell, vol. 51(3), pages 271-293.
- Fabra N., N.-H.Fehr and D.Harbord (2006), "Designing electricity auctions," *RAND Journal of Economics*, RAND Corporation, vol. 37(1), pages 23-46.
- Fabra N. (2022), "Electricity Markets in Transition: A Proposal for Reforming European Electricity Markets", *CEPR Discussion Paper*, available on <https://cepr.org/publications/dp17689>
- Fabra N. (2022), "Market Power and Price Exposure: Learning from Changes in Renewable Energy Regulation", *American Economic Journal: Economic Policy*, forthcoming.
- Fabra N. and G.Llobet (2023), "Auctions with Privately known Capacities: Understanding Competition among Renewables", *Economic Journal*, forthcoming.
- Fehr N.H. and D.Harbord (1993), "Spot market competition in the UK electricity industry", *The Economic Journal*, v.103(418), pp.531-546.
- Fischer C. and A.K.Fox (2012), « Comparing policies to combat emissions leakage: Border carbon adjustments versus rebates », *Journal of Environmental Economics and Management*, v.64, pp.199-216.
- Glachant J.-M., P.Joskow and M.P.Pollitt (editors)(2021), *Handbook on electricity markets*, Edward Elgar Publisher.
- Green R. (2021), "Shifting supply as well as demand: the new economics of electricity with high renewables" in *Handbook on Electricity Markets*, Glachant-Joskow-Pollitt (eds), 2021, Chapter 15.
- Grubb M. (2022), "Navigating the crises in European energy: Rice inflation, Marginal Cost Pricing, and Principles for Electricity Market Redesign in an Era of Low-Carbon Transition", *Working Paper n°3*, INET & UCL. Available on https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sustainable/sites/bartlett_sustainable/files/ucl_isr_necc_wp3_with_cover_final_050922.pdf.
- Gugler K., A.Haxhimusa and M.Liebensteiner (2018), "Integration of European electricity markets: Evidence from spot prices", *The Energy Journal*, v.39(Special Issue 2).
- Haugom E., G.A.Hoff, P.Molnár, M.Mortensen S.Westgaard (2018), "The forward premium in the Nord Pool Power market", *Emerging Markets Finance and Trade*, v.54(8), pp.1793-1807.
- Henriet, F., N.Maggiar, and K.Schubert (2014), "A stylized applied energy-economy model for France", *The Energy Journal*, v.35(4).
- Hogan M., B.Clayes, Z.Pato, D.Scott, S.Ule-Bennet, M.Morawiecka, "Temporary electricity price relief during times of gas market crisis.", *Raponline*. Available on <https://www.raponline.org/knowledge-center/price-shock-absorber-temporary-electricity-price-relief-during-gas-market-crisis/>
- Hogan W. (2013), "Electricity Scarcity Pricing through Operating Reserves », *Economics of Energy and Environmental Policy*, v.2(2), pp. 65-86.
- Hunt L. C. and J.Evans (Eds.)(2011), *International handbook on the economics of energy*, Edwar Elgar.
- IEA (2020), *Energy Technology Perspectives*.
- Jakob M., R.Marschinski and M.Hübler (2013), « Between a rock and a hard place: a trade-theory analysis of leakage under production- and consumption-based policies", *Environmental and Resource Economics*, V.56, pp.47–72.
- Joskow P. L. and R.Schmalensee (1988). *Markets for power: an analysis of electrical utility deregulation*, MIT Press Books.
- Joskow P. L. (2008), "Lessons learned from electricity market liberalization", *The Energy Journal*, v.29(Special Issue# 2).
- Knaut A. and M.Paschmann (2019), "Price volatility in commodity markets with restricted participation", *Energy Economics*, v.81, pp.37-51.
- Li L., R.Mendoza-Arriaga, Z.Mo, D.Mitchell (2016), "Modelling electricity prices: a time change approach", *Quantitative Finance*, v.16(7), pp.1089-1109.
- Liu L. (2015), "A critical examination of the consumption-based accounting approach: has the blaming of consumers gone too far?", *WIREs Climate Change*, v.6, pp.1–8.
- Liu X. (2022), "Research on bidding strategy of virtual power plant considering carbon-electricity integrated market mechanism", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v.137, 107891.
- Müller T. and D.Möst (2018), "Demand response potential: available when needed?", *Energy Policy*,v.115, pp.181-198.
- Schwepe F.C., M.C. Caramanis, R. D. Tabors and R.E. Bohn (2013), *Spot pricing of electricity*, Springer Science & Business Media.
- Sioshansi F. (2013), *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*, Academic Press.

- Maurer C., I.Schlecht, L.Hirth (2022), “Six Flaws in the EU Electricity Emergency Tools and how to fix it”, *Euractiv*. Available on <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/six-flaws-in-the-eu-electricity-emergency-tool-and-how-to-fix-them/>
- McKibbin W.J., P.J.Wilcoxon, N.A.Braathen, H.Tao and A.Levinson (2008), *The economic and environmental effects of border tax adjustments for climate policy [with comments]*, Brook. Trade Forum, 1–34.
- Mehling M.A., H.van Asselt, K.Das, S.Droege, C.Verkuil (2019), “Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action”, *The American Journal of International Law*, v.113(3), pp.433-481.
- Neuhoff, K., Barquin, J., Bialek, J.W., Boyd, R., Dent, C.J., Echavarren, F., Grau, T., von Hirschhausen, C., Hobbs, B.F., Kunz, F., Nabe, C., Papaefthymiou, G., Weber, C. and Weigt, H. (2013), “Renewable electric energy integration: quantifying the value of design of markets for international transmission capacity”, *Energy Economics*, v.40, pp.760–772. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.004>
- Newbery D. (2016), “Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors”, *Energy Policy*, v.94, pp.401–410. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028> s
- Pedretti L. and M.Kanellakopoulou (2023), *European PPA market outlook 2023*, Pexapark. Downloadable at [European PPA Market Outlook 2023 | Pexapark](#).
- Pietz M, (2009), “Risk premia in the German electricity futures market”, *3rd international conference on energy and environment (IEEE)*, pp. 160-170.
- Richstein J.C. and K.Neuhoff (2022), “Carbon contracts-for-difference: How to de-risk innovative investments for a low-carbon industry?”, *Isience*, v.25(8), 104700.
- Steffen B. and C.Weber (2013), “Efficient storage capacity in power systems with thermal and renewable generation”, *Energy Economics*, v.36, pp.556-567.
- Stoft, S. (2002), *Power system economics: designing markets for electricity*, Piscataway: IEEE press.
- Turvey R. (1968), *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, London, George Allen and Unwin.
- Unruh G. C. (2000), “Understanding carbon lock-in”, *Energy policy*, v.28(12), pp.817-830.
- Willems B. and Y.Yu (2022), “Bidding and Investment in Wholesale Electricity Markets: Pay-as-Bid versus Uniform-Price Auctions”, *mimeo TSE School of Economics*.
- Winchester N., S.Paltsev and J.M.Reilly (2011), “Will border carbon adjustments work?”, *The BE Journal of Economics Analysis and Policy*, v11(1). Available on <https://doi.org/10.2202/1935-1682.2696>
- Wolfram C. D. (1999), “Measuring duopoly power in the British electricity spot market”, *American Economic Review*, v.89(4), pp.805-826.
- Zachmann G. (2008), “Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence?”, *Energy Economics*, v.30(4), pp.1659-1671.
- Zhao H., Q.Wu, S.Hu, H.Xu and C.N.Rasmussen (2015), “Review of energy storage system for wind power integration support”, *Applied energy*, v.137, pp.545-553.