



Le triple défi de la réforme du marché européen de l'électricité

Les notes du conseil d'analyse économique, n° 76, mars 2023

La crise énergétique a révélé l'incapacité de l'organisation du marché européen de l'électricité à répondre aux trois défis de la décarbonation, de la sécurité d'approvisionnement et des prix abordables. Des réformes structurelles s'imposent ; cette *Note* en esquisse les contours.

Au-delà du constat de l'impact considérable du prix du gaz sur celui de l'électricité, la crise liée à l'invasion de l'Ukraine a mis en évidence les effets transfrontaliers résultant du plafonnement du prix du gaz par certains pays et a conduit à interroger la manière dont l'Europe s'approvisionne en gaz. En effet, les mesures qui ont été prises dans l'urgence répondaient à la volonté d'empêcher la hausse brutale des factures des consommateurs et, en France du moins, de contenir l'inflation. Elles constituent néanmoins des subventions aux énergies fossiles, incompatibles avec l'objectif de décarbonation. Elles doivent donc être adaptées en privilégiant la maîtrise de la demande d'énergie, en remplaçant progressivement le bouclier tarifaire par des dispositifs plus incitatifs et plus ciblés et en coordonnant les achats de gaz à l'échelle européenne.

À moyen terme (2030), la décarbonation rend nécessaire une transformation radicale du secteur électrique européen, mais aussi français, compte tenu de l'augmentation des besoins en électricité et du vieillissement de notre parc électronucléaire. Or, si le marché journalier joue bien son

rôle pour équilibrer offre et demande à court terme, il est défaillant pour assurer cette transformation pour trois raisons : le déficit structurel de rémunération de l'investissement décarboné dans le secteur électrique – aggravé par le niveau insuffisant du prix du carbone –, l'importance des risques technologiques associés et l'incertitude sur la demande.

Outre la fixation à court terme d'un prix plancher du carbone, nous recommandons de créer un nouveau modèle d'affaires pour les technologies décarbonées. Il s'agit de revoir l'organisation du marché de l'électricité en développant le recours à des contrats de long terme : la rémunération des volumes produits est garantie en dehors du marché de gros et les gros acheteurs peuvent également jouer le rôle d'assureur via des contrats bilatéraux. Les fournisseurs devraient par ailleurs être astreints à des règles prudentielles et des obligations de couverture afin de mieux protéger les consommateurs en leur garantissant des tarifs sur une partie de leur consommation, tout en les incitant à flexibiliser leur demande.

Cette nouvelle organisation des marchés suppose enfin de redéfinir le rôle de la puissance publique, au niveau national comme au niveau européen, via une coordination renforcée afin de programmer et de piloter l'évolution du mix énergétique. Pour cela, il est indispensable de disposer d'une expertise multidimensionnelle capable de maîtriser les nombreuses incertitudes pesant sur le futur.

Cette note est publiée sous la responsabilité des auteurs et n'engage qu'eux.

^a Conseil économique pour le développement durable, correspondant du CAE ; ^b Florence School of Regulation ;

^c Université de Paris I Panthéon-Sorbonne, membre du CAE.

Les marchés de gros européens de l'électricité sont aujourd'hui sur la sellette, en raison de prix excessifs et extrêmement volatils. Alors que la Commission européenne lance une consultation publique sur la réforme de l'organisation du marché européen de l'électricité au premier trimestre 2023, cette Note se situe sur deux horizons : à court terme, dans le contexte de tensions issues de la guerre en Ukraine sur l'approvisionnement et les prix du gaz, et, à moyen terme (2030), dans le cadre d'un marché réformé et du défi de la décarbonation.

Des réponses à la crise compatibles avec les objectifs de long terme

Depuis l'été 2021, les prix de l'énergie ont connu des pics et une volatilité sans précédent, avec de graves répercussions sur les acteurs économiques en Europe. Les mesures qui ont été prises dans l'urgence répondaient à la volonté de préserver les factures des consommateurs de hausses brutales difficiles à supporter et, en France, de contenir l'inflation. Il n'en demeure pas moins qu'elles constituent des subventions aux énergies fossiles, incompatibles avec l'objectif de décarbonation. Elles doivent donc être adaptées selon trois principes : la maîtrise de la demande d'énergie, la coordination européenne pour les achats de gaz et la décarbonation.

Maîtriser la demande d'énergie

Le signal-prix est un puissant frein au gaspillage d'énergie : il incite à la recherche de marges de manœuvre et joue le rôle d'accélérateur vers une nécessaire sobriété. Si la baisse effective de la consommation dans certains secteurs, industries ou professions suggère que l'élasticité-prix de la consommation d'électricité est encore mal connue, elle n'est certainement pas nulle. Des recherches menées avant la crise suggèrent que la consommation est très inélastique à court terme, mais qu'à l'horizon d'un an, la consommation industrielle et, dans une moindre mesure, la consommation résidentielle sont très sensibles au prix et au revenu¹. Le signal-prix peut utilement être complété par des normes administratives², des campagnes d'information et des incitations non monétaires au changement de comportement. Ces mesures doivent être définies et planifiées collectivement pour, aujourd'hui, faire face à la crise du gaz et, demain, se défaire de la dépendance aux énergies fossiles. Il faut en outre répondre aux enjeux sociaux ou de compétitivité par des instruments adaptés.

Les auteurs remercient l'équipe permanente du CAE pour le suivi de cette Note, en particulier Hamza Bennani, conseiller scientifique, et Madeleine Péron, économiste au CAE. Ils remercient également les membres du CAE pour leurs commentaires et les experts européens qui ont accepté de partager leurs analyses lors de l'élaboration de cette Note.

¹ Csereklyei Z. (2020) : « Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union », *Energy Policy*, n° 137, février.

² Interdiction des publicités lumineuses, température de chauffage maximale de 19 °C, contrôle des piscines et des salles de sport, etc.

³ La hausse du tarif réglementé de vente de l'électricité (TRV) a été limitée à 4% en 2022 et à 15% en 2023.

⁴ Ces ristournes seraient déduites de la facture des fournisseurs pour que l'effet sur le pouvoir d'achat soit bien pris en compte dans l'indice de prix (*i.e.* la subvention est versée au fournisseur qui la répercute dans la facture).

⁵ Hidalgo Pérez M., Mateo Escobar R., Collado Van-Baumberghen N., Galindo J. (2022) : « Estimating the effect of the Spanish gas price cap for electricity generation », ESADE, septembre.

Les limites du bouclier tarifaire

Le bouclier tarifaire mis en place en France³ a répondu à l'urgence, mais le plafonnement non ciblé des tarifs régulés pour les ménages n'incite pas à une réduction de la demande d'énergie et à une gestion efficace des pics. Ce type de politique peu ciblée s'avère très coûteux budgétairement et peu efficace. Sa prorogation dans un contexte de crise durable n'est pas soutenable.

Surtout, l'impératif de maîtrise de la demande implique de ne pas plafonner le prix de l'électricité pour les consommations marginales. Si certains publics vulnérables dont les consommations sont contraintes doivent être protégés de la montée des prix par des dispositifs ciblés et spécifiques, se priver des effets incitatifs du signal-prix sur tous les consommateurs est dommageable. En Allemagne, les prix sont protégés uniquement pour une partie de la consommation passée (80%), le reste étant délivré au prix de marché. Toutefois, un tel mécanisme ne peut être envisagé de manière pérenne car il pourrait inciter à trop utiliser le système électrique aux heures de pointe : contraints sur le volume de leur consommation, les utilisateurs consommeront probablement l'électricité au moment où ils en ont le plus besoin (18h-20h par exemple). Ceci plaide en faveur de ristournes au forfait⁴ et non au kWh, et d'un remplacement progressif du bouclier par des dispositifs plus incitatifs et plus ciblés, tels que les chèques énergie pour protéger les ménages fragiles.

Les limites à la généralisation du mécanisme ibérique

En mai 2022, la Commission européenne a accordé une dérogation à l'Espagne et au Portugal au motif que la péninsule ibérique est mal interconnectée avec le reste de l'Union européenne (UE). Dans ce mécanisme ibérique, l'achat du gaz pour la production d'électricité est subventionné : les propriétaires de centrales thermiques à gaz reçoivent une compensation entre un prix plafond et le prix de marché (financée par les consommateurs) et revendent ensuite leur électricité à un prix régulé. Cela limite le prix d'équilibre sur le marché de l'électricité et les rentes des autres producteurs, et assure des gains pour les consommateurs.

Ce mécanisme s'avère cependant inefficace pour réduire la demande de gaz (et donc son prix sur les marchés) puisqu'il supprime le signal-prix du gaz pour la production d'électricité. Même si les conditions climatiques en Espagne l'expliquent en partie (la sécheresse de l'été 2022 a considérablement limité

la puissance hydraulique), une augmentation de la consommation de gaz pour la production d'électricité⁵ a été observé, ce qui a conduit à accroître les tensions sur le marché et à renchérir le prix du gaz pour l'ensemble des consommateurs.

Cet effet serait aggravé en cas de généralisation à l'échelle européenne. En outre, cela ferait peser un risque de fuite de l'électricité subventionnée vers des pays limitrophes non contributeurs. Par ailleurs, en termes de financement, les États membres ont des capacités contributives différentes en fonction du rôle du gaz dans leur mix énergétique. C'est pourquoi nous recommandons d'éviter tout mécanisme de plafonnement du prix du gaz pour produire de l'électricité. Dès lors que le système électrique est soumis à la volatilité du prix du gaz, il semble plus opportun d'établir un mécanisme pérenne de protection des consommateurs, s'inspirant des mécanismes assurantiels⁶.

Faire émerger un acheteur unique de gaz au niveau européen

Outre les efforts de réduction de la demande, la coordination européenne pour les achats de gaz est un moyen efficace de contenir l'impact du prix du gaz sur celui de l'électricité et de répondre plus largement aux problématiques d'approvisionnement. Le peu de coordination des achats européens risque d'entraîner une flambée des prix lorsque l'Europe devra renouveler ses stocks en prévision de l'hiver 2023. L'objectif doit donc être de faire émerger un acheteur européen unique pour accroître le pouvoir de négociation et éviter la congestion et la concurrence préjudiciable entre acheteurs⁷.

Une agence européenne pourrait ainsi aider à la coordination des entreprises, en recueillant auprès d'elles des informations sur leurs commandes de court terme (quantité et lieux de réception du gaz – terminaux de regazéification) et en partageant les éléments préoccupants avec les importateurs de gaz concernés.

Nous proposons par ailleurs de mettre en place une commission d'achat commune (*Joint Purchase Board*) pour agréger la demande des consommateurs européens et, ainsi, peser davantage dans la négociation avec les vendeurs – qui y trouvent eux aussi un intérêt : des niveaux de demande stables et garantis. Cette commission serait composée d'experts (représentant une ou plusieurs entreprises) en charge de négocier collectivement. Pour les pays importateurs, le risque serait faible puisque leur capital leur serait restitué en cas d'échec de la négociation. Pour instaurer un climat de confiance, les gouvernements européens pourraient tester

cette commission d'achat commune dans l'environnement actuel peu tendu, pour une quantité limitée.

Recommandation 1. Coordonner les plans d'approvisionnement en gaz en Europe pour le renouvellement des stocks en 2023 et mettre en place une commission d'achat commune.

Le marché européen du carbone : une pièce essentielle de la politique de décarbonation

Les marchés de gros journaliers ont été conçus pour équilibrer offre et demande d'électricité en temps réel. Les prix élevés à certaines heures sont le signe que ces marchés remplissent bien leur mission : refléter les coûts de production de l'électricité à chaque instant. Ils jouent ainsi un rôle positif en permettant que, à l'échelle européenne, la demande d'électricité soit satisfaite au moindre coût de production. Toutefois, sans internalisation de l'ensemble des coûts externes (climatiques, sanitaires, technologiques et de sécurité des réseaux), l'optimisation réalisée par les marchés de gros est partielle et potentiellement illusoire. L'expérience des années 2010 l'illustre clairement : la faiblesse du prix du carbone sur le marché européen a provoqué le retour du charbon dans la production électrique au détriment du gaz, moitié moins polluant. Autrement dit, pour que les marchés de gros assurent l'équilibre souhaité, ordre de mérite marchand et ordre de mérite social doivent être bien mieux alignés.

À cet égard, le marché du carbone européen constitue une pièce essentielle. Il doit résister aux appels à l'assouplissement tels que formulés durant la crise. En effet, un prix du carbone approprié permet d'inciter à des arbitrages cohérents entre recours au gaz et recours aux autres énergies fossiles, pour l'ordre d'appel des différentes centrales. Mécaniquement, il permet d'inciter à se passer de gaz quand son prix est excessif et, inversement, d'éviter un retour excessif au charbon qui irait à l'encontre des enjeux de décarbonation. De plus, les revenus provenant de la mise aux enchères des quotas d'émission de carbone sont réinvestis en Europe – et n'alimentent pas le financement de la guerre en Ukraine.

Aujourd'hui, le prix du carbone en Europe est encore trop bas pour refléter correctement le coût social des émissions⁸. Or, un prix du carbone prévisible permet aux acteurs du système électrique d'anticiper et de conduire les investissements vers les différentes technologies. C'est aussi un préalable à la crédibilité et à l'effectivité du mécanisme d'ajustement aux frontières européennes. Il est donc urgent de fixer un

⁶ Un tel mécanisme doit assurer le versement de compensations prédéfinies quand le prix du gaz dépasse certaines limites en contrepartie de contributions quand il est faible. Mais il doit être organisé réglementairement puisqu'il ne s'appuie pas sur le marché et qu'il ne doit pas empêcher les consommateurs de changer de fournisseur.

⁷ Voir Sylvain Chassang, *Focus* n° 93 à paraître.

⁸ Depuis quelques mois, le prix oscille entre 80 et 100 € par tonne de CO₂. Le coût socio-économique des émissions de carbone se situerait entre 175 et 200 €/tCO₂. Voir Rennert, K. et al (2022) : « Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂ », *Nature*, 610(7933), p. 687-692, septembre.

prix-plancher du carbone en tirant les leçons du dispositif expérimenté avec succès au Royaume-Uni⁹.

Recommandation 2. Mettre en place un prix plancher dynamique du carbone reflétant son coût social, a minima 150 €/ tCO₂ aujourd'hui

Les propositions qui ont émergé durant la crise pour « contourner » un marché de gros fondé sur la tarification au coût marginal (cf. encadré 1), tenu responsable du couplage du prix de gaz et de celui de l'électricité, ne s'attaquent pas aux problèmes de fond que cette crise a révélés : d'une part, la trop forte dépendance de l'Europe au gaz pour la production d'électricité et son manque d'investissement dans des technologies décarbonées et, d'autre part, la prédominance des signaux-prix de court terme issus des marchés journaliers.

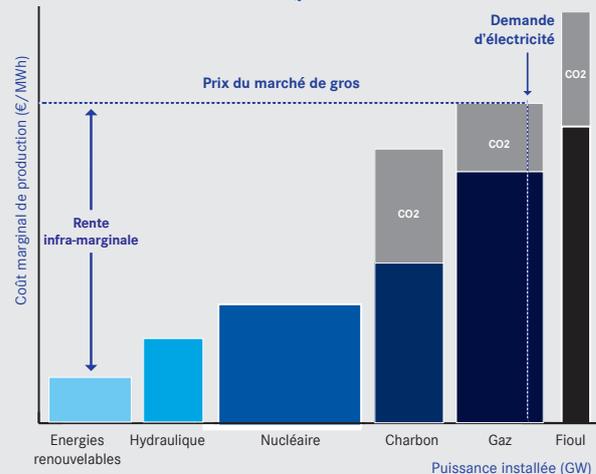
Encadré 1. Le fonctionnement des marchés de l'électricité

Alors qu'on parle souvent *du* marché de l'électricité, il est important de souligner que plusieurs marchés se sont développés dans le contexte de libéralisation du marché de l'énergie portée par l'Union européenne depuis les années 1990. Ils ont des caractéristiques, des temporalités et des modes de fonctionnement différents. L'électricité est négociée entre les producteurs, propriétaires des générateurs électriques, et les fournisseurs qui leur achètent l'électricité sur le marché de gros à pas horaire ou à terme. Ces derniers livrent ensuite l'énergie achetée aux particuliers et aux entreprises sur le marché de détail.

Les marchés à pas horaire : il existe plusieurs moyens de produire de l'électricité (éolien, solaire, hydraulique, nucléaire, charbon, gaz, etc.). Du fait des spécificités de l'électricité, en particulier sa faible stockabilité, les marchés de gros sont obligatoirement structurés au pas horaire : il doit y avoir un équilibre permanent entre l'offre et la demande car un déséquilibre entraînerait une perturbation de la fréquence électrique. S'agissant des marchés horaires de référence, il existe en Europe une dizaine de bourses. L'une des plus importantes est Nord Pool Spot; Epex Spot (European Power Exchange avec l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse) concerne davantage la France. Les transactions s'y font la veille pour le lendemain (*day-ahead*) ou le jour même sur des échéances plus courtes (*intraday*). Ces bourses fonctionnent sur la base des enchères des producteurs en relation avec les demandes exprimées sur le marché. Elles sont coordonnées par les capacités d'interconnexion garanties par les transporteurs nationaux. Ce mécanisme de coordination des bourses pour les flux d'échanges entre pays, au cœur du marché unique européen de l'électricité, est appelé « couplage des marchés » (*Market Coupling*).

Le prix spot est le prix du MWh qui équilibre le marché horaire. Il correspond au coût marginal (coût variable de fonctionnement) de la dernière unité de production mise en service sur le marché selon le principe de l'ordre de mérite (voir figure 1). Il est versé à tous les producteurs appelés. Ce prix est par nature volatil puisque plusieurs technologies coexistent dans les parcs de production. Il varie très fréquemment, à la hausse comme à la baisse, en fonction des tensions entre l'offre et la demande. Chaque générateur qui a des coûts d'exploitation plus

Figure 1. Mécanisme de formation des prix sur le marché de gros de l'électricité



bas que le prix horaire reçoit donc un surplus que l'on appelle la rente infra-marginale.

Sur **les marchés à terme**, l'électricité est achetée et vendue à l'avance à un prix fixé à la date de négociation du contrat. Ces marchés concernent des produits standardisés (fourniture de base ou de pointe par exemple) et le prix correspond à la moyenne des prix spot anticipés sur ces plages temporelles plus larges. Ces prix à terme sont donc beaucoup moins volatils que sur les marchés spot. L'horizon temporel des échanges varie entre quelques semaines et deux ou trois ans dans le cas français.

D'autres échanges du marché de gros en dehors des bourses existent, en particulier les échanges intermédiaires via un courtier ou de gré à gré (les deux parties échantent directement).

Les marchés de détail opèrent la fourniture d'électricité aux clients finals. Ouverts à la concurrence depuis 2007, ils rassemblent les fournisseurs d'énergie et proposent deux offres en France : les offres de marchés avec des prix fixés librement par les fournisseurs et qui peuvent varier, et des offres aux tarifs réglementés de vente (TRV) qui sont fixés par les pouvoirs publics. Tous ne sont pas aussi sensibles aux variations des prix spot du marché de gros car ils se composent majoritairement d'autres coûts que celui de l'énergie (acheminement par les réseaux, coûts commerciaux, taxes).

⁹ Leroutier M. (2022) : « Carbon pricing and power sector decarbonization: Evidence from the UK », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 111, issue C.

Le triple défi de la décarbonation, de la sécurité d'approvisionnement et de prix abordables

La perspective d'une réforme structurelle du marché européen de l'électricité doit être guidée par les trois objectifs clés de la politique intégrée climat-énergie, définie au niveau européen en 2014, et par les contraintes qu'ils sous-tendent. Inscrits dans la dynamique d'une transition écologique qu'il faut accélérer, ces objectifs sont aussi des défis pour le système électrique futur qui devra composer, pour les atteindre, avec des contraintes spécifiques : des besoins d'investissements conséquents dans un contexte d'incertitude, l'intermittence croissante de la production électrique et la nécessité d'une coordination européenne renforcée.

Objectif 1. Décarboner le mix énergétique

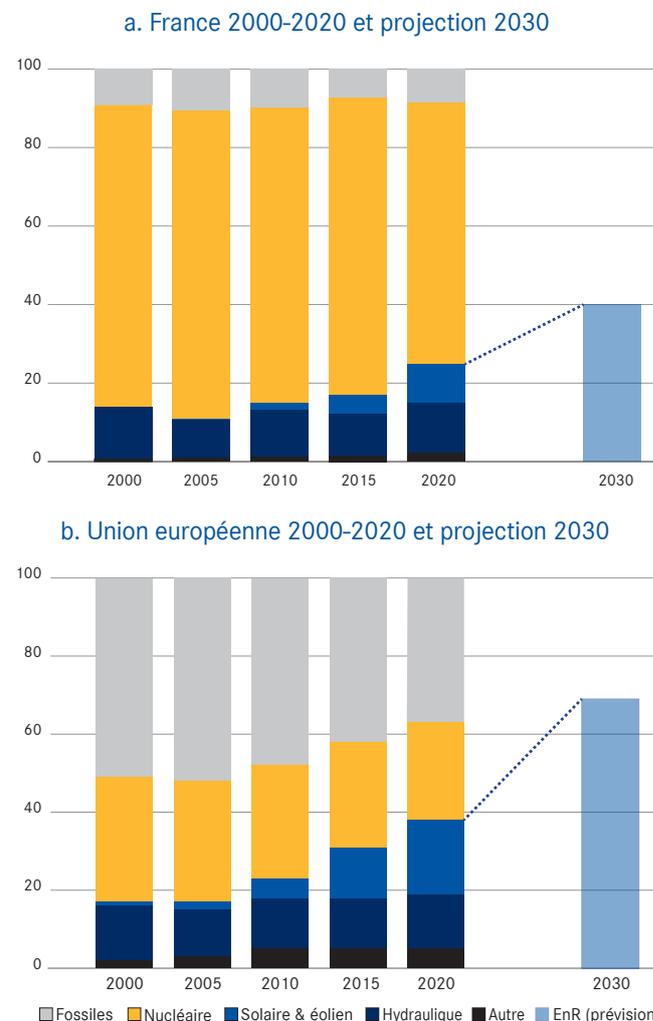
Le premier objectif, scellé dans l'Accord de Paris, est celui de la décarbonation de nos modes de vie et de production. Cela se traduit par la décarbonation de la production d'électricité mais aussi par l'électrification de certains usages dans les transports (véhicules électriques), l'habitat (pompes à chaleur) et les procédés industriels. Cet objectif s'articule avec un impératif de sobriété énergétique afin de maîtriser l'augmentation des besoins en électricité.

Si, dans l'Union européenne, les émissions de CO₂ de la production d'électricité ont baissé de 54% depuis 1990, ce secteur demeure le principal émetteur de CO₂ (29%) avec les transports. Afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050, inscrit dans la loi climatique européenne de 2021, le paquet « Fit for 55 » prévoit d'augmenter la part des énergies renouvelables pour atteindre 70% de la production d'énergie à l'horizon 2030 (contre 37% actuellement¹⁰) et de baisser rapidement les quotas sur le marché européen du carbone (le Système d'échange de quotas d'émissions). Cependant, ces deux cibles ne constituent que des jalons au regard du défi à relever à l'horizon 2050. En effet, si, en France, la production d'électricité est déjà largement décarbonée, il n'en va pas de même dans le reste de l'Europe (graphique 1, a et b).

S'agissant de la France, on ne peut s'en tenir à une vision statique car il faut anticiper les besoins de renouvellement du parc électronucléaire, dont l'âge moyen atteint désormais 36 ans, et prendre en compte simultanément une augmentation importante de la demande d'électricité. À titre d'illustration, l'étude¹¹ publiée par le gestionnaire du Réseau de transport d'électricité (RTE), en mars 2022, envisage différents scénarios intégrant la neutralité carbone. Elle souligne

la nécessité d'investissements considérables, à sélectionner rigoureusement si l'on veut maîtriser les coûts de l'électricité : alors que le coût complet du système électrique est aujourd'hui de 45 milliards d'euros (Md€) par an, l'étude de RTE envisage des coûts compris entre 60 et 80 Md€.

Graphique 1. Part des sources de production électrique (en %)



Source : Eurostat, Bilan énergétique. Pour la projection 2030 en France : SNBC. Pour la projection 2030 en Europe : plan REPowerEU.
Lecture : En 2020, le solaire et l'éolien représentent 19% du mix énergétique de l'Union européenne.

Objectif 2. Assurer la sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement en électricité se traduit par le fait d'assurer une offre suffisante vis-à-vis de la demande globale et des différents usages. Cet objectif est d'autant plus important qu'avec une électrification de plus en plus

¹⁰ Voir les estimations produites dans le document joint au plan REPowerEU : Commission Staff (2022) : « Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving bio-methane targets », Working document, SWD(2022)230, mai.

¹¹ RTE (2022) : « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 », Étude prospective, février. Cette étude affirme la nécessité absolue de gains d'efficacité énergétique et de sobriété pour atteindre les objectifs. Par ailleurs, les réseaux doivent être rapidement redimensionnés pour rendre possible la transition des énergies fossiles vers l'électrique. Enfin, si les moyens de pilotage dont le système a besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont très différents selon les scénarios, il y a un intérêt économique à accroître le pilotage de la consommation, à développer les interconnexions et le stockage hydraulique, ainsi qu'à installer des batteries pour accompagner le solaire et l'éolien.

large des usages, une production trop faible par rapport aux besoins aura un impact particulièrement négatif sur la société et l'économie. Or, parce que l'électricité se stocke peu, elle est d'autant plus difficile à garantir que la part des sources intermittentes dans le parc est élevée. Ces sources nécessitent d'adapter la gestion du système électrique et des réseaux, d'être capable de monter ou de descendre en charge dans des conditions permettant d'assurer la stabilité et de satisfaire la demande à tout instant.

Faute de technologies de stockage à grande échelle, un taux de pénétration poussé de l'éolien et du solaire n'est donc pas concevable sans d'importants moyens de production pilotables en complément, également décarbonés (gaz avec capture et séquestration du carbone, biogaz, hydrogène, nucléaire)¹².

L'échelle européenne des systèmes électriques est également à prendre en compte. L'interconnexion des réseaux et les échanges entre les zones électriques des pays permettent de répondre plus efficacement à la variation de la demande en limitant les besoins de réserves à installer dans chaque zone. Ainsi, récemment, la possibilité d'importer de l'électricité d'autres pays européens pour compenser la moindre disponibilité du parc nucléaire à laquelle a été confronté le système français s'est avérée précieuse et le sera encore à l'avenir pour assurer la sécurité d'approvisionnement (en décembre 2022, 20% de la consommation française a été alimentée par les importations depuis l'Allemagne). Le fait qu'une partie importante de l'offre soit aussi intermittente crée des vulnérabilités lorsque les choix de politique énergétique ne sont pas coordonnés, ce qui renforce encore l'intérêt de l'échelle européenne.

En outre, assurer la sécurité énergétique ne se limite pas à la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables ou des interconnexions, comme l'a montré la guerre en Ukraine qui a révélé les vulnérabilités européennes. Dans les années à venir, d'autres événements géopolitiques peuvent encore affaiblir la sécurité énergétique de l'Union européenne (dépendance aux énergies fossiles du Golfe, disponibilité des métaux stratégiques pour la transition, etc.).

Constat 1. Sortir des énergies fossiles requiert des investissements considérables dans le secteur électrique, qui dépassent de loin l'effort déjà engagé en matière de renouvelables et ne peuvent s'y limiter si l'on veut assurer la sécurité d'approvisionnement.

Objectif 3. Réduire la volatilité des prix et l'exposition des consommateurs aux chocs

La crise énergétique a rendu d'autant plus saillant ce troisième objectif. Pour les pays européens, il s'agit à la fois d'un enjeu social de protection des consommateurs-citoyens, d'un enjeu économique de compétitivité, notamment pour l'industrie, et d'une condition indispensable pour inciter les investissements en faveur de la transition énergétique.

Vis-à-vis de cet objectif, la nécessité d'investir davantage dans des énergies renouvelables pour la décarbonation peut s'avérer à double tranchant. D'un côté, on renforce le recours à des moyens de production dont le coût marginal est faible ou nul sur une part croissante de l'électricité produite, ce qui exerce une pression à la baisse sur les prix de gros. Surtout, l'intermittence de la production des énergies renouvelables peut avoir pour conséquence directe que, sur les marchés de gros, alterneront, encore plus qu'aujourd'hui, des prix très faibles, voire négatifs, lorsqu'éoliennes et panneaux solaires tourneront à plein régime, et des prix très élevés lorsqu'une partie du parc fonctionnera faiblement. D'un autre côté, les équipements de pointe, coûteux, utilisés pour produire l'électricité nécessaire à la sécurité énergétique tireront les prix vers le haut (voir encadré 1). Par ailleurs, durant la période transitoire où les équipements fossiles demeureront, la volatilité des prix fossiles, notamment du gaz, continuera d'agir sur les marchés de gros.

Atteindre ces trois objectifs est d'autant plus complexe qu'une forte incertitude prévaut à tous les niveaux et rend plus difficile l'élaboration des modèles d'affaires nécessaires à la transition vers un système électrique décarboné, sûr et abordable.

Les incertitudes impactent aussi bien l'offre que la demande. Du côté de l'offre, elles concernent les coûts des différentes technologies (dont les degrés de maturité sont hétérogènes), les conditions de déploiement et d'industrialisation (déterminantes pour évaluer les courbes d'apprentissage des innovations), les verrous techniques à lever ainsi que les éventuelles contraintes de rareté sur les matières premières.

Côté demande, des incertitudes demeurent sur la décarbonation de la mobilité et des bâtiments, et sur le futur de notre industrie. Ainsi, dans les scénarios RTE pour la France, les anticipations de la demande d'électricité varient de 555 TWh à 750 TWh, soit une augmentation entre 15% et 60% de notre consommation actuelle, ce qui est considérable. Cette forte incertitude pousse les investisseurs à exiger des primes de risque élevées. La transformation du secteur électrique est ainsi confrontée aux problèmes que rencontre l'investissement vert en général¹³ : l'incertitude vis-à-vis de la maturité des technologies ou de la réponse des marchés aux innovations, et du niveau de la demande. L'instabilité des politiques,

¹² On peut noter que plusieurs pays, dont le Royaume-Uni et la France, n'envisagent pas ce futur sans composante nucléaire. Dans les scénarios RTE pour la France évoqués ci-dessus, si le parc nucléaire est réduit ou si sa relance est faible, il faudra construire de nouvelles centrales thermiques décarbonées aux capacités avoisinant les 30 GW (ce qui est supérieur aux capacités thermiques installées en France depuis les années 1970).

¹³ Voir à ce sujet Blanchard O. et Tirole J. (dir.) (2022) : « Les grands défis économiques », *Rapport de la commission internationale*, France Stratégie, juin.

et des réglementations pouvant s'y ajouter, complique le calcul d'un retour sur investissement et dissuade les investisseurs.

Constat 2. La transition du système électrique nécessite un nouveau modèle d'affaires prenant en compte la dimension européenne, l'incertitude liée aux futures technologies et à l'évolution des besoins, et les risques spécifiques aux investissements verts.

Pour répondre au triple objectif d'une électricité durable, sûre et abordable tout en intégrant les défis que posent l'intermittence, l'incertitude et le besoin de coordination européenne du futur système électrique, une analyse en profondeur des avantages et des insuffisances du fonctionnement actuel des marchés est indispensable (voir tableau 1). Si le marché journalier permet d'équilibrer offre et demande à court terme, il échoue à répondre aux trois objectifs du fait de défaillances qui se cumulent : le déficit structurel de rémunération de l'investissement dans le secteur électrique, aggravé par celui de l'investissement carbone en général, qui bute sur le niveau insuffisant du prix du carbone, et l'importance des risques technologiques associés (voir encadré 2).

Pour pallier certaines défaillances du marché de gros journalier, plusieurs mécanismes ont été mis en place dans la plupart des États membres. En France, il existe divers instruments, mais ils n'apportent pas de solutions pleinement satisfaisantes à long terme (voir encadré 3). Ces dispositifs ont été établis dans les années 2000 par couches successives,

dans un contexte de surcapacités de production, et visaient souvent des objectifs contradictoires. Ils ne répondent pas aux défis actuels. Aujourd'hui, par exemple, notre sécurité d'approvisionnement est assurée par le mécanisme de capacités (voir encadré 3), mais celui-ci n'intègre ni la question du maintien en activité des équipements existants (notamment nucléaires) qui nécessitera d'importants investissements (dans le carénage), ni les incitations à développer des innovations en matière de stockage et de flexibilité de la demande.

Constat 3. Les marchés de gros fonctionnent à court terme mais sont inadaptés à long terme pour satisfaire l'ensemble des objectifs.

Comme l'indiquent les scénarios du RTE, nous devons reconstruire, dans les vingt-cinq prochaines années, la quasi-intégralité de notre parc de production électrique compte tenu des déclassements à anticiper des équipements existants et de la nécessité de disposer à l'horizon 2050 d'un parc totalement décarboné, compétitif et sûr. Pour cela, il est nécessaire d'allier les politiques climatiques et la régulation de l'électricité.

La régulation publique du secteur électrique doit s'assurer de l'évolution du parc vers sa structure souhaitable à long terme, ce qui appelle un changement de paradigme : les trois objectifs clés et les contraintes associées doivent être incorporés à l'organisation du marché de l'électricité et à sa régulation. Il s'agit donc d'en réformer en profondeur les mécanismes en combinant les avantages des marchés et de l'intervention

Encadré 2. Les limites du marché de gros à l'horizon 2050

Le marché de gros journalier est incomplet car :

- il n'incite pas aux investissements en technologies bas carbone, faute de produire un signal de long terme crédible qui assurerait à l'investisseur la couverture de ses coûts complets pour des équipements capitalistiques. La déconnexion entre les prix du marché (alignés sur les coûts marginaux de court terme) et les coûts complets des équipements constitue le problème structurel principal pour les marchés électriques de long terme.
- il n'incite pas au développement de capacités de production d'électricité décarbonée dans les équipements qui sécurisent le fonctionnement du système, y compris en période de pointe. En effet, lors de rares périodes où la demande est potentiellement supérieure à l'offre, le prix de l'électricité peut être très élevé ce qui, en théorie, devrait inciter les producteurs à investir dans de nouvelles centrales. Or, parce que ce prix est plafonné par le régulateur pour protéger les consommateurs, il y a un phénomène d'« argent manquant » (*missing money*)¹⁴ : les rentes

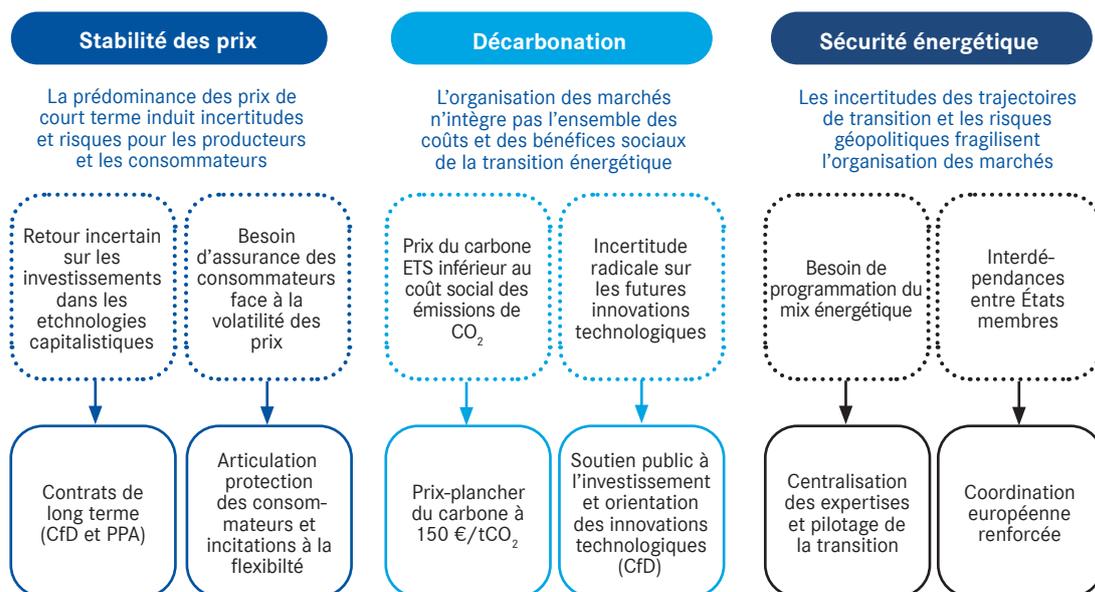
de rareté ainsi plafonnées ne sont pas suffisantes pour couvrir les coûts fixes des centrales et inciter à l'investissement. Plus largement, il est difficile de couvrir le risque d'investissement pour ces équipements de pointe par des revenus soumis à une incertitude fondamentale : on ne sait pas combien d'heures dans l'année ces équipements seront appelés. Cette défaillance du marché est exacerbée par le développement des énergies renouvelables qui amplifie la volatilité des prix en période de pointe du fait de leur intermittence.

- il ne permet pas de limiter la volatilité des prix car celle-ci reflète les spécificités fondamentales du secteur de l'électricité : la faible stockabilité, une demande variable et des technologies de production très différentes où la part des énergies renouvelables intermittentes est grandissante.

Cette incomplétude du marché de gros pour satisfaire les trois grands objectifs est résumée dans le tableau ci-dessous, avec des pistes pour corriger ces imperfections.

¹⁴ Hogan W. (2005) : « On an 'Energy Only' Electricity Market Design for Resource Adequacy », *Harvard Kennedy School Working Paper*, septembre ; et Cramton P. and Stoft S. (2006), « The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity », *White Paper for the Electricity Oversight Board*.

Tableau 1. Réformer le marché européen de l'électricité



publique. C'est dans ce cadre que se pose la question du devenir de l'Arenh qui arrive à échéance à la fin 2025.

Une architecture de marché au service des objectifs clés

Développer les contrats de long terme pour fonder un marché de gros hybride

Pour pallier l'incapacité des marchés de gros journaliers à susciter l'investissement de long terme¹⁵, il faut pouvoir créer ailleurs de nouvelles incitations à investir. La nécessité d'instaurer des rémunérations plus sûres que celles venant du seul marché de court terme fait consensus, mais leurs modalités font l'objet de discussions. Soulignons en premier lieu que, s'il existe des réticences à ce type de contrats de long terme du point de vue de la concurrence, nous considérons que le droit commun est en mesure de gérer d'éventuels abus de position dominante, et que les bénéfices attendus en termes d'investissements pour la transformation de nos systèmes électriques ne peuvent être négligés. Il s'agit donc de s'orienter vers un marché de gros « hybride » qui resterait fondé sur le marché de gros de court terme mais serait complété par un module contractuel à long terme.

Il existe déjà deux types de contrats de long terme : les contrats pour différences et les contrats d'achat d'énergie (CfD et PPA, voir encadré 3). Dans le cas des CfD, la rémunération des volumes produits est garantie en dehors du marché de gros, mais elle s'appuie sur les prix spot comme référence du contrat. L'assureur est le plus souvent un organisme public qui oriente la nature de ces contrats en fonction du

mix que la puissance publique cherche à établir. Les PPA sont une variante privée des CfD, où l'assureur de prix est aussi acheteur de la production ; il s'agit souvent d'un consommateur professionnel ou d'un fournisseur. Les PPA et les CfD ont tous deux les propriétés attendues des contrats de long terme pour des investissements nouveaux en production.

En France, les CfD sont déjà très répandus dans les appels d'offres organisant la production électrique éolienne et solaire. Il s'agirait de les généraliser à l'ensemble des outils de production décarbonée de long terme, y compris au nucléaire, ainsi qu'aux sources de flexibilité comme les technologies de stockage. La taxonomie européenne a bien reconnu que les activités liées à l'énergie nucléaire sont à faible intensité de carbone et qu'elles pouvaient contribuer substantiellement aux objectifs d'atténuation du changement climatique. C'est ce cadre qui devrait désormais servir de référence pour mesurer les effets environnementaux des technologies de production électrique et donc pour définir le socle des conditions de mise en œuvre des aides d'État en ce domaine. En d'autres termes, ce qui vaut aujourd'hui pour les sources d'énergie renouvelables devrait être étendu aux autres types d'équipements participant à l'atténuation du changement climatique. Ce raisonnement se fonde sur les principes de neutralité et de non-distorsion de marché : il n'est pas justifié que des technologies ayant des effets environnementaux équivalents ne reçoivent pas les mêmes aides. Nous recommandons donc d'élargir les lignes directrices européennes sur les aides d'État et de faire du CfD le contrat privilégié pour un réel changement d'échelle. Les CfD peuvent en effet massifier le volume d'investissements contractés. Ils peuvent aussi se combiner pour offrir un large volume à prix stable pour les offres aux consommateurs domestiques, aux petites entités ou aux entreprises. Mais le

¹⁵ Le prix de marché journalier est fondé sur les seuls coûts de fonctionnement, de court terme, sans relation directe avec les coûts complets (investissement + fonctionnement) d'un équipement (cf. supra).

Encadré 3. Les dispositifs complémentaires aux marchés de gros

Prix garantis : ce mécanisme a été mis en place au début des années 2000 dans la plupart des pays de l'UE, pour promouvoir la pénétration des énergies renouvelables et pallier le problème de *missing money*. L'électricité renouvelable bénéficie d'un prix rémunérateur garanti, fixé par les pouvoirs publics, et d'une obligation d'achat dans le cadre d'un contrat à long terme avec l'opérateur historique. Ce mécanisme a évolué vers le recours au « *CfD* ».

Contrats pour différences (*Contracts for differences, CfD*) : le principe consiste à garantir au producteur d'électricité un prix qui rentabilise son investissement. Le producteur reçoit de la part de l'État un complément de revenu si le prix garanti (durant 15 à 20 ans selon la période d'amortissement) est supérieur au prix du marché, mais il le reverse dans le cas contraire. La version française des *CfD* prend la forme des contrats en complément de rémunération. Ils s'appliquent à la plupart des filières renouvelables (hydraulique, photovoltaïque, incinération d'ordures ménagères, biogaz, géothermie) mais pas au nucléaire.

Contrat d'achat d'énergie (*Power Purchase Agreement, PPA*) : dans ce contrat de long terme, un fournisseur ou un consommateur achète directement l'électricité auprès d'un producteur (souvent d'énergie renouvelable) et pour une durée déterminée. Le *PPA* permet au client de se protéger du risque de fluctuation des prix sur le marché de l'énergie et au producteur d'assurer une partie de son investissement.

Mécanisme de capacité : il permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement en période de pointe. Mis en place en France en 2017, cette réglementation implique que les fournisseurs doivent détenir des garanties de capacités de production ou d'effacement certifiées par RTE. Ils achètent les premières sur le marché de capacités auprès des producteurs qui s'engagent à rendre disponible leur moyen de production sur demande. Ce système permet de maintenir en activité des centrales peu utilisées, mais indispensables lors des pointes. Les

garanties de capacités peuvent aussi prendre la forme, côté demande, de garanties d'effacement : le fournisseur rémunère la capacité de ses clients à réduire leur consommation lorsque l'offre d'électricité est trop faible.

L'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (*Arenh*) : ce dispositif permet aux fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF en France de racheter à l'électricien une partie de sa production nucléaire (jusqu'à 100 TWh) à un tarif de 42 €/MWh. Ce mécanisme a été mis en place, dans le cadre de la libéralisation du marché électrique français, pour une période transitoire entre 2011 et 2025, afin de favoriser la concurrence face au monopole alors détenu par EDF. Les fournisseurs d'électricité qui souhaitent exercer « leur droit à l'*Arenh* » en font la demande auprès de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le dispositif *Arenh* a fait l'objet de nombreuses critiques. EDF dénonce notamment son caractère optionnel pour les fournisseurs alternatifs, tandis que ces derniers réclament une hausse du plafond du dispositif. L'effet négatif de l'*Arenh* sur les investissements dans le parc électrique est également débattu

Tarifs réglementés de vente (*TRV*) : pour les particuliers, le TRV est le tarif bleu d'EDF. Il se décline en option de base (prix du kWh uniforme), option heures creuses et option Tempo (prix variable selon l'heure et le jour de la semaine). Les TRV sont établis en additionnant le tarif de l'*Arenh*, le coût du complément à la fourniture d'électricité (qui inclut la garantie de capacité, les coûts de commercialisation et la marge du fournisseur) et les coûts d'acheminement. Cette méthodologie de calcul vise à garantir la « contestabilité » de ces tarifs par les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire la faculté pour eux de proposer aux consommateurs des offres de marché à prix égaux ou inférieurs au TRV. Il bénéficie aux consommateurs résidentiels (la CRE indique que 65% des sites résidentiels sont au TRV au 30 septembre 2021) et aux « petits professionnels » (29,9% des sites) sur le marché de détail.

risque porté doit bien être calculé et couvert car, en période de très bas prix de marché (qui peuvent même être négatifs), l'assureur peut faire face à des obligations considérables.

D'autre part, les *CfD* étant fortement standardisés, de nombreux besoins spécifiques des acheteurs d'énergie peuvent être négligés. Enfin, n'est pas pris en compte le potentiel d'innovation du côté de l'offre (mixage de technologies de production et de stockage, formules de rémunération) et de la demande (bandes fermes et bandes variables, flexibilité en pointe et en base, vitesse de réaction à la hausse et à la baisse, etc.).

Les *PPA* ont les caractéristiques inverses : les risques sont bilatéraux et pas socialisés. Ces contrats peuvent être fortement adaptés à la variété des options et des besoins professionnels, et faciliter l'électrification des usages. On peut aussi les améliorer avec une assurance collective (privée ou

publique), un marché secondaire, voire organiser la mutualisation des acheteurs pour faciliter l'accès des plus petits. Le plus gros défaut des *PPA* au regard de l'objectif de décarbonation est leur caractère privé : ils ne garantissent pas un rythme certain de décarbonation. *PPA* et *CfD* sont donc des contrats de long terme complémentaires.

Ils doivent toutefois être construits avec la plus grande attention. Les incitations concernant la rémunération de long terme ne doivent pas annihiler celles nécessaires au bon fonctionnement du système électrique à court terme, en particulier lors des moments de congestion ou de pointe de consommation. L'obligation d'achat souvent associée à ces contrats – le fait que les énergies renouvelables sont nécessairement prioritaires, même en cas de congestion et alors qu'il faudrait réduire la production – devra évoluer en ce sens. Un autre point d'attention concerne le fait que ces contrats stimulent

des investissements d'entrée, c'est-à-dire la mise en œuvre de capacités avec des technologies nouvelles et sur des territoires différents. L'assureur public maîtrise-t-il parfaitement toutes ces dimensions ? Dans un contexte de forte incertitude concernant les systèmes électriques, les innovations technologiques, les chocs climatiques, et l'apparition de nouvelles formes de demande poussées par l'électrification, quelle part les autorités publiques doivent-elles accorder aux initiatives privées, y compris collectives (communautés ou coopératives), et à la prise de risque entrepreneurial ? A minima, nous recommandons de développer des *CfD* spécifiques à chaque technologie pour approcher au plus près les coûts complets, tout en créant et en entretenant les compétences extrêmement spécialisées requises pour des décisions informées et expertes de la part de la puissance publique.

Plus généralement, il importe de pouvoir donner aux acteurs du marché des horizons plus longs. Actuellement, le marché des prix à terme ne couvre que des quantités faibles à des horizons de trois ans au maximum. Il faut donc proposer des dispositifs contractuels de long terme, mais aussi des dispositifs assurantiels pour que les fournisseurs puissent vendre des volumes plus importants sur des horizons plus longs.

Recommandation 3. Étendre le recours aux contrats de long terme (*CfD* et *PPA*) à l'ensemble de la production électrique décarbonée, développer le marché des prix à terme et organiser un marché secondaire pour les contrats bilatéraux d'achat d'énergie (*PPA*).

Dans le cas français, le nucléaire historique constitue un enjeu de taille dans la réforme des marchés de l'électricité. Dans le contexte des précédentes réformes (libéralisation du marché de l'électricité et intégration européenne), un dispositif spécifique, l'Arenh (voir encadré 3), a été mis en place avec un double objectif : assurer aux consommateurs les bénéfices de ce parc en termes de prix et favoriser la concurrence en permettant à de nouveaux fournisseurs de contester le monopole historique d'EDF. On estimait alors qu'EDF était en mesure de tirer une rente de la vente sur le marché de gros de l'électricité produite par un parc déjà amorti, le prix étant alors supposément supérieur aux coûts complets du parc installé. Le contexte a changé, et l'Arenh doit prendre fin en 2025¹⁶. Si la question de la concurrence pour l'entrée de nouveaux fournisseurs se pose moins aujourd'hui, le premier objectif demeure important ; il pourrait être atteint par la mise en place de *CfD* spécifiques au nucléaire existant, établis sur une estimation actualisée des coûts complets de fonctionnement des centrales et des projections en termes

d'investissements nécessaires à la prolongation de leur durée de vie ou à leur démantèlement. Les entreprises et les fournisseurs devraient également être en mesure de contracter directement auprès du producteur historique via des *PPA*.

Utiliser des *CfD* sur des installations existantes devrait être autorisé, en prenant en compte les deux éléments suivants :

- pour des équipements lourds, dont la durée de vie est très longue, la décision de déclassement est de nature économique et s'appuie sur la comparaison entre le coût de l'électricité produite par un équipement nouveau et celle produite par un équipement ancien dont les coûts d'entretien ne cessent de croître avec l'âge (qu'ils soient curatifs ou de grand carénage si ceux-ci ont pu être anticipés),
- en conséquence, à partir du moment où un équipement a atteint l'âge auquel cet arbitrage s'impose¹⁷, deux types d'investissement sont envisageables : dans un nouvel équipement ou dans le maintien en activité de l'ancien. Dans les deux cas, le recours aux *CfD* (adaptés aux risques concernés) est pleinement justifié.

Concilier protection des consommateurs et incitation à la flexibilisation de la demande

Avec le développement des contrats de long terme (*PPA*), les fournisseurs pourraient être bien moins exposés à la volatilité des marchés court terme, et, *in fine*, moins exposer leurs clients. En outre, parce que le secteur électrique est un domaine sensible (systémique), il est essentiel d'établir un système de règles prudentielles applicables aux fournisseurs d'électricité sur le marché de détail, avec des obligations de couverture et de solvabilité à l'image de celles s'appliquant au secteur bancaire. Le respect de ces règles devrait faire l'objet d'un suivi annuel effectué par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)¹⁸. La demande des consommateurs, notamment dans le secteur résidentiel, est peu réactive aux variations rapides de prix, mais ils ont besoin d'une protection de leur facture finale. C'est pourquoi on doit pouvoir garantir aux consommateurs actifs, prêts à contribuer aux besoins du système électrique, un montant maximal de la facture mensuelle et un bonus significatif pour toutes les réductions effectives, horaires ou journalières, de leur consommation. Un équipement approprié des consommateurs actifs sera nécessaire pour organiser ce marché, installé par des fournisseurs traditionnels ou de nouveaux fournisseurs innovants. De telles formules de gestion fine des flexibilités de la demande existent déjà dans de nombreux pays et, aux États-Unis, font partie des programmes publics volontaristes de flexibilisation de la demande. Ces innovations portant sur le tarif de détail peuvent faire partie intégrante des programmes d'électrification des usages des particuliers et des professionnels (mobilité et chauffage en particulier).

¹⁶ Pour un tour d'horizon plus complet de l'Arenh et des autres dispositifs, voir Cour des comptes (2022) : « L'organisation des marchés de l'électricité », Rapport, juillet.

¹⁷ En l'espèce, la durée de vie fixée dans son autorisation d'exploitation initiale.

¹⁸ Pour des analyses complémentaires sur le sujet, voir en particulier Goldberg N. et Guillou A. (2023) : « Décorrélérer les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ? », Terra Nova, Rapport, janvier.

Certains investisseurs innovants ont développé des dispositifs électroniques de contrôle, ou même de pilotage, des appareils de consommation pour organiser la flexibilité de la demande. Ce sont des agrégateurs dont l'activité est l'inverse de celle des détaillants : le détaillant achète en gros ce qu'il fractionne sur le marché de détail tandis que l'agrégateur achète, auprès des consommateurs, les fractions de ce qu'il agrège sur le marché de gros. Les agrégateurs peuvent opérer sur des marchés spécialisés ou sur des marchés locaux. En achetant directement l'électricité désactivée par les consommateurs, les opérateurs de réseaux peuvent œuvrer plus efficacement pour la gestion des congestions par exemple.

Recommandation 4. Instaurer des règles prudentielles applicables aux fournisseurs d'électricité et garantir qu'ils proposent des contrats à tarifs fixes sur une partie de la consommation, tout en préservant des incitations à réduire la consommation marginale.

Renforcer le rôle de la puissance publique

Face aux insuffisances structurelles de l'organisation des marchés de l'électricité, la redéfinition du rôle de la puissance publique est indispensable.

En France, organiser l'expertise et le suivi du système électrique

L'organisation des marchés que nous proposons ne peut se passer d'une programmation du mix énergétique. Elle doit s'appuyer sur une expertise mobilisant plusieurs points de vue (production, transport, distribution, électrification des usages, etc.) et capable d'intégrer les contraintes et les incertitudes pesant sur le secteur. Une instance de pilotage doit également suivre cette évolution du mix, quel que soit le degré de centralisation de la politique énergétique. Dans une approche centralisée, cette instance doit pouvoir organiser les enchères successives de manière à répondre aux objectifs de la programmation – notamment le développement de certaines technologies de production. Dans une approche décentralisée, elle doit s'assurer du respect des obligations des acteurs du marché en matière de transition énergétique.

Les expertises ne manquent pas en France, mais elles pèchent par leur foisonnement et leur absence de coordination ; le morcellement des institutions est un obstacle à l'affirmation des objectifs de la politique énergétique française, notamment au regard de l'évolution rapide des enjeux et des contraintes. Ainsi, la Stratégie nationale bas carbone,

conçue en 2015, a été mise à jour en 2018 et le sera de nouveau en juin 2023, de même que la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), principal outil de pilotage de la politique énergétique qui revu tous les cinq ans. Or, les grands acteurs publics de l'énergie ont proposé leurs propres ajustements pour prendre en compte les données du « nouveau monde » de l'énergie. Le transporteur d'électricité RTE a publié, en 2022, les trajectoires possibles du système électrique jusqu'en 2050¹⁹. L'agence publique de la transition écologique, l'Ademe, a fait de même²⁰, mais à partir de scénarios incluant les enjeux sociaux et territoriaux, pour l'ensemble des énergies et des émissions. Le grand réseau de distribution, Enedis, a produit, au printemps 2021, le rapport « Prospective 2050 » qui pourrait déjà être corrigé... La CRE poursuit ses propres travaux de prospective.

Législation, régulation, transport, écologie appliquée et distribution : malgré toutes ces études de qualité, il manque toujours en France un dialogue suivi, détaillé et technique entre tous les secteurs d'expertise. Construire ce dialogue et l'institutionnaliser est une priorité pour renouveler la compréhension des enjeux, des défis et des options. Il est aussi essentiel pour organiser le suivi et l'ajustement des mesures opérationnelles afin de réduire les incertitudes au fur et à mesure et de conserver une certaine souplesse dans leur exécution. Les enjeux d'économie politique ne sont pas négligeables et doivent être étudiés : influence des lobbys, modalités de prise de décisions, etc.

Recommandation 5. En France, confier à une instance la mission de coordonner les expertises, de recommander les investissements et de suivre l'évolution de l'écosystème électrique (parc, réseaux, consommations, électrifications, technologies et innovations).

Coordonner le niveau européen

Si la souveraineté de chaque État membre en matière de politique énergétique n'est pas remise en cause, les enjeux d'une coordination européenne sont incontournables sur trois sujets centraux : la nécessité d'un prix-plancher du carbone (cf. *supra*) et, sur le long terme, la gestion des risques systémiques concernant les infrastructures et l'approvisionnement.

Concernant les objectifs de long terme, parce que les interconnexions du parc électrique européen créent des interdépendances, le risque d'aléa moral quant aux objectifs de décarbonation des mix énergétiques n'est pas à négliger. L'augmentation des besoins en électricité décarbonée nécessite une forme de coordination renforcée, voire de

¹⁹ RTE : *op. cit.*

²⁰ Ademe (2021) : « Transitions 2050 : choisir maintenant, agir pour le climat », *Rapport*.

planification, pour s'assurer d'un partage équitable de l'effort et du risque pour sécuriser l'approvisionnement européen.

En outre, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production électrique crée, de par leur nature intermittente et plus diffuse, le besoin d'une plus grande réactivité et d'une meilleure intégration des opérations des gestionnaires de réseaux. Ainsi, parce que les énergies renouvelables ne permettent pas à elles seules de sécuriser l'approvisionnement, l'échelle européenne est également la plus indiquée pour organiser la solidarité des énergies pilotables.

Or le niveau européen, le plus souvent, détermine des objectifs, des cibles et quelques principes d'action, mais laisse les États membres libres de la mise en œuvre. C'est particulièrement le cas dans le domaine de l'énergie, où chaque État doit trouver les voies et les moyens des objectifs fixés (*Fit for 55...*). Il existe pourtant des instruments européens d'action ou de coordination qui pourraient être utiles à la mise en œuvre des trois grands objectifs du nouveau système électrique, à l'instar du *Ten Years Network Development Plan* (plan de développement à 10 ans des réseaux européens) ou *Adequacy Assessment* (l'aptitude des moyens de production à répondre à divers scénarios de la demande future) ; mais ce sont des plans d'étude, pas des plans d'investissement ou d'équipement. Il existe aussi des schémas de financement, comme pour les *Projects of Common Interest (PCI)* : projets d'intérêt commun européens), mais ce sont les États membres qui en prennent l'initiative, leur portée est donc nécessairement limitée. Enfin, les plans nationaux énergie-climat n'ont toujours pas réagi à la crise Covid, au *Fit for 55* ou à l'invasion de l'Ukraine, et ils fonctionnent en silos nationaux. La mise en cohérence de ces quatre outils avec tous les nouveaux développements européens n'est pas garantie.

En termes d'infrastructures, le manque de dialogue est également dommageable : quand de nouveaux objectifs européens sont conçus, comme 480 GW d'éolien ou 600 GW de solaire en 2030, cela devrait automatiquement donner lieu à la formulation des nouveaux besoins en termes de conditions d'accès aux réseaux et d'interconnexions par exemple.

À ce jour, les marchés de capacité sont des outils nationaux conçus et mis en œuvre à l'échelle nationale. Leur dimension

européenne est très faible et principalement défensive : elle exprime surtout le souci des autorités européennes de ne pas voir tous les marchés nationaux se fermer les uns aux autres.

Pour réussir l'accélération de sa décarbonation et la reconstruction de sa sécurité énergétique, l'Union européenne a besoin d'une coordination des politiques nationales. Dans un marché européen réciproquement ouvert, les capacités nationales de production et de transport doivent suivre une trajectoire commune. Pour assurer cette coordination, la Commission européenne doit renforcer sa position en construisant un dialogue sérieux, suivi, détaillé et technique entre les secteurs d'expertise. L'institutionnaliser est une priorité pour renouveler la compréhension des enjeux, des défis et des trajectoires possibles. Le régulateur européen de l'énergie (ACER) et le Centre commun de recherche (Joint Research Center, laboratoire de recherche scientifique et technique de l'UE) – qui conserverait son indépendance – pourraient être chargés de construire conjointement cette expertise. Ils pourraient notamment assurer l'évaluation des plans des États membres, conduire la recherche de vulnérabilités (*stress tests*) et formuler des recommandations. Leurs études seraient à même de fonder des avis de la Commission plus détaillés sur certains aspects de la politique énergétique comme la composition des mix énergétiques ou le renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

Recommandation 6. Au niveau européen, renforcer la concertation dans le choix des mix énergétiques et la sécurité d'approvisionnement par une expertise produite par une autorité européenne aux missions élargies et aux moyens adaptés. Coordonner les marchés nationaux de capacités entre les États membres.

Le marché de gros fonctionne pour l'optimisation à court terme du système électrique mais il est indispensable de le compléter par des contrats de long terme pour servir les trois objectifs d'une énergie décarbonée, sûre et abordable. Il s'agit en effet de créer un modèle d'affaires permettant la transition vers un système électrique à la hauteur des enjeux énergétiques et de protéger les consommateurs contre la volatilité des prix.



**conseil d'analyse
économique**

Le Conseil d'analyse économique, créé auprès de la Première ministre, a pour mission d'éclairer, par la confrontation des points de vue et des analyses de ses membres, les choix du gouvernement en matière économique.

Président délégué : Camille Landais

Secrétaire générale Hélène Paris

Conseillers scientifiques

Jean Beuve, Claudine Desrieux,
Maxime Fajeau, Thomas Renault

Économistes/Chargés d'études

Floriane Jouy-Gelin, Madeleine Péron,
Pierre-Léo Rouat, Ariane Salem

Membres Yann Algan, Emmanuelle Auriol,
Sylvain Chassang, Anne Épaulard, Gabrielle Fack,
François Fontaine, Maria Guadalupe, Xavier Jaravel,
Sébastien Jean, Camille Landais, Isabelle Méjean,
Thomas Philippon, Xavier Ragot, Katheline Schubert,
Claudia Senik, David Sraer, Stefanie Stantcheva,
Jean Tirole

Correspondants

Dominique Bureau, Aurélien Saussay,
Ludovic Subran

Les Notes du Conseil d'analyse économique

ISSN 2273-8525

Directeur de la publication Camille Landais

Rédactrice en chef Hélène Paris

Réalisation Hélène Spoladore

Contact Presse Hélène Spoladore

helene.spoladore@cae-eco.fr – Tél. : 01 42 75 77 47

www.cae-eco.fr

@CAEinfo

TSA 20727 – 75334 Paris Cedex 07