

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d'approvisionnement en électricité

Patrice Bruel*

@ 32528

La sécurité d'approvisionnement des consommateurs ne signifie pas le risque zéro. La capacité de production électrique, c'est-à-dire la puissance, doit être dimensionnée en regard de la demande pour respecter un critère fixé par les pouvoirs publics à une durée moyenne au maximum de 3 heures de « défaillance » par an. EDF, monopole public, en était historiquement chargé. Dans un marché ouvert, une intervention publique est indispensable, pour laquelle la France a choisi un mécanisme qui décentralise la contrainte vers les fournisseurs en leur imposant une obligation de capacité et qui en révèle le prix.

1. Préambule : trois natures de risques à prévenir pour un approvisionnement fiable des consommateurs

Un approvisionnement fiable en énergie est un enjeu déterminant pour l'économie nationale, ce qui impose, pour toutes les énergies, de veiller à la fiabilité de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement depuis la production jusqu'à l'utilisateur. Cette préoccupation est bien sûr celle des acteurs industriels soucieux de répondre aux besoins de leurs clients, mais aussi celle des pouvoirs publics qui ont de longue date inscrit cette fiabilité de l'approvisionnement en énergie parmi les objectifs de la politique publique et l'encadrent par des dispositions législatives et réglementaires.

Au long de la chaîne d'approvisionnement, trois types de risques sont susceptibles de provoquer des interruptions de la fourniture et font l'objet de mesures préventives pour la fiabiliser :

1.1. Maîtriser la dépendance aux importations : l'indépendance énergétique

Dans le cas du pétrole et du gaz naturel qui sont importés, une attention particulière est portée aux risques géopolitiques, ce qui se traduit par une diversification des approvisionnements. Des stocks sont également constitués qui permettraient de faire face quelque temps en cas de rupture des importations. Cette dépendance aux importations constitue un enjeu politique, mais aussi un enjeu économique majeur du fait de son poids sur la balance commerciale et de la forte volatilité des prix des produits pétroliers. La facture d'hydrocarbures de la France s'est ainsi élevée à 70 Md€ en 2012, et encore 40 Md€ en 2017. Cette préoccupation s'ajoute ainsi à celle des émissions de gaz à effet de serre pour motiver l'objectif inscrit dans la loi de réduction des importations.

L'électricité est pour sa part produite sur le territoire national. Sa dépendance aux importations est modeste au regard de celle du pétrole et du gaz naturel. Elle concourt ainsi à l'indépendance énergétique de la France et ses

* EDF (cf. biographies p. 72).

exportations apportent un concours important à la balance commerciale.

1.2. Disposer de suffisamment de capacité disponible pour répondre aux besoins des consommateurs en toutes circonstances... ou presque : la sécurité d'approvisionnement

L'évolution de la consommation des différentes énergies dépend de l'activité économique, de la croissance démographique, de l'efficacité des actions de maîtrise de la consommation, du développement des usages... La consommation peut en outre varier significativement d'une année à l'autre selon les conditions météorologiques, entre un hiver doux et un hiver froid, et connaître des niveaux extrêmes lors de vagues de froid intense. Tel est notamment le cas du gaz et de l'électricité utilisés pour le chauffage des bâtiments. Les ressources mobilisables pour répondre à la demande sont elles aussi entourées d'incertitude. Dans le cas de l'électricité, la production des centrales hydrauliques, éoliennes et photovoltaïques dépend des conditions météorologiques et tous les moyens de production peuvent connaître des indisponibilités.

Il existe donc un risque que la capacité de production et d'effacement disponible soit, à certains moments, inférieure à la demande – on parle dans ce cas de risque de défaillance – et que l'on rencontre donc des périodes dans lesquelles le recours à des moyens exceptionnels, voire la coupure temporaire de quelques consommateurs, pourrait s'avérer nécessaire. Investir dans plus de capacité permet de réduire ce risque qui ne saurait toutefois être totalement gommé. La sécurité d'approvisionnement ne signifie en effet pas le risque zéro : le bon niveau est une question d'arbitrage entre le coût de cette défaillance pour la collectivité et le coût des investissements à consentir pour la réduire.

1.3. Acheminer l'énergie jusqu'au consommateur de façon fiable : la fiabilité des réseaux

Il y a enfin lieu de compléter le panorama en soulignant rapidement les enjeux

de la fiabilité de l'acheminement de l'énergie jusqu'au consommateur.

Les infrastructures de transport et de distribution doivent être à cet effet bien dimensionnées et leur exploitation robuste aux variations de charges transportées et distribuées comme aux risques d'indisponibilité technique de certains équipements. En outre, on ne peut pas totalement écarter des risques d'interruptions locales, découlant d'incidents affectant des équipements de réseau ou de dégâts subis lors de tempêtes ou d'intempéries (chutes d'arbres sur les lignes, inondations, neige collante...). Là encore se pose une question d'arbitrage entre investissements et durées de coupures.

Existe enfin le risque de black-out qui doit être bien distingué des précédents et notamment du risque de défaillance. Le black-out provient typiquement d'un incident réseau imprévisible qui se propage jusqu'à l'effondrement en occasionnant l'interruption de tous les consommateurs de la zone (comme par exemple en 2006 où la perte d'une ligne THT en Allemagne et d'autres lignes en cascade a provoqué un black-out sur une partie de l'Europe). Il est relatif au réseau et peut advenir sans tension particulière entre production et demande. De plus, il occasionne la coupure de tous les consommateurs de la zone quand le risque de défaillance signifie au pire la coupure temporaire de quelques-uns.

Cet article se focalise sur l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement dans le cas de l'électricité. Il revient dans un premier temps sur la manière avec laquelle la sécurité d'approvisionnement en électricité était traitée avant l'ouverture du marché à la concurrence (2), indique pourquoi et comment l'instauration d'un mécanisme d'obligation de capacité est indispensable pour répondre efficacement à cet enjeu dans un contexte de marché ouvert à la concurrence (3), décrit et commente enfin les choix d'architecture faits pour la mise en œuvre du mécanisme de capacité en France et formule quelques suggestions après deux années de fonctionnement (4).

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d’approvisionnement en électricité

2. La sécurité d’approvisionnement avant l’ouverture du marché

Avant l’ouverture du marché, l’entreprise EDF, alors établissement public en situation de monopole (ou presque), soumet chaque année à son conseil d’administration une analyse des perspectives offre/demande d’électricité. Ce conseil prend sur cette base des décisions d’investissements assurant l’approvisionnement de la France au moindre coût tout en respectant le critère de sécurité d’approvisionnement souhaité. Les pouvoirs publics assurent donc via la gouvernance de l’établissement public EDF la sécurité d’approvisionnement des consommateurs.

2.1. La définition d’un « paysage de défaillance » acceptable pour guider le dimensionnement de l’outil de production

À partir de la représentation des aléas pouvant affecter l’équilibre offre/demande...

Les délais de construction des moyens de production d’électricité obligent à anticiper avec plusieurs années d’avance les décisions.

L’analyse s’appuie donc sur une vision prévisionnelle de l’équilibre offre/demande à l’aide de simulations établies plusieurs années à l’avance et représentant l’ensemble des aléas pouvant affecter l’équilibre offre/demande à cet horizon.

Côté offre, les aléas sont d’une part la disponibilité des centrales pour laquelle le champ des possibles est simulé à l’aide de lois de probabilité et d’autre part les niveaux d’hydraulicité pour lesquels le champ des possibles est caractérisé par des chroniques historiques observées en France.

Côté demande, les incertitudes sont de deux natures :

- En tendance, l’évolution de la demande dépend de la croissance économique par secteur d’activité et de l’évolution des usages électriques ;

- En infra annuel, le profil de demande est sensible à l’aléa de température. Le champ des possibles en matière de température est également représenté par des chroniques historiques.

Ces simulations tiennent compte des possibilités d’effacements de la clientèle (incitations contractuelles EJP, TEMPO, contrats interruptibles de clients, contrats de long terme interruptibles...) et des possibilités d’échange avec les pays voisins. Les uns comme les autres viennent réduire les besoins en puissance de production à la pointe.

... un paysage acceptable de « défaillance » est défini...

Cette simulation permet d’identifier les situations de défaillance dans lesquelles la capacité de production et d’effacement disponible est inférieure à la demande. L’ensemble de ces situations forme le « paysage de défaillance » qui caractérise le risque par la fréquence, la durée et la profondeur de ces situations.

Le dimensionnement du parc de production repose sur la définition d’un paysage de défaillance acceptable qui définit donc la sécurité d’approvisionnement souhaitée.

Les derniers exercices menés sur ce sujet et validés par le conseil d’administration d’EDF datent du milieu des années 1990 et ont conduit à juger acceptable un paysage caractérisé par :

- une fréquence de défaillance d’une année sur dix ;
- une espérance de durée de défaillance annuelle de l’ordre de 4 heures.

... auquel est associé un coût implicite de défaillance...

À ce paysage conditionné par un critère physique peut être associé un coût implicite de défaillance, caractérisé par l’équation suivante :

Coût d'anticipation des moyens de pointe =
Espérance de durée de défaillance acceptée x
Coût implicite de défaillance

Ce coût implicite correspond au coût associé à la défaillance justifiant les derniers développements en moyens de pointe : le dimensionnement choisi de l'outil de production traduit ainsi un arbitrage économique entre investir dans de la capacité de production de pointe supplémentaire ou accepter une certaine durée moyenne annuelle de défaillance.

... recoupé avec une valorisation explicite du coût de la défaillance.

La cohérence économique de ce critère de dimensionnement est analysée en confrontant ce coût implicite de la défaillance au coût explicite de la défaillance qui reflète le coût occasionné à la clientèle en cas d'interruption de la fourniture. Il s'agit donc d'évaluer l'utilité perdue par les consommateurs en cas d'interruption de la fourniture et de la mettre en regard du coût de production qui devrait être consenti pour éviter cette interruption. Si les deux grandeurs sont cohérentes, la maximisation du surplus collectif est bien assurée.

Pour les industriels, la perte d'utilité est valorisée sur la base des pertes de production. Pour la clientèle résidentielle, elle est estimée en valorisant la perte de confort et les coûts occasionnés (le cas échéant, perte du contenu du congélateur, nuit d'hôtel).

La cohérence entre ces deux approches implicite et explicite a toujours été recherchée afin de veiller à l'efficacité économique des choix. Ceci a contribué au cours du temps à des ajustements du critère. Au milieu des années 1990, le choix a également été fait d'harmoniser les références de coût de défaillance utilisées pour les décisions d'investissement dans les réseaux confrontés à des arbitrages similaires et dans la production.

Depuis le milieu des années 1990, le critère « une année sur 10 » apparaît comme stabilisé. Dans son Bilan prévisionnel 2006-2015 paru

en juin 2003, RTE précise qu'il retient ce critère, en accord avec l'administration, et qu'il est équivalent à une espérance mathématique de 3 heures de défaillance annuelle.

Le critère de 3 heures en espérance de durée, fixé dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie, continue d'être celui que les pouvoirs publics souhaitent voir respecter aujourd'hui.

On remarquera enfin que ce critère porte en fait assez mal son nom : le risque de défaillance ainsi calibré est salubre puisqu'un risque moindre reviendrait plus cher à la collectivité et *in fine* aux consommateurs. Les situations de défaillance ne sont donc pas le signe d'une défaillance du dimensionnement, mais au contraire de sa qualité si leur durée moyenne est au plus de 3 heures. Le terme de critère de « sécurité d'approvisionnement » serait à cet égard préférable à celui de critère de « défaillance ».

2.2. Un coût de la sécurité d'approvisionnement répercuté par les tarifs réglementés de vente

La construction des tarifs réglementés de vente selon une approche économique de tarification « au coût marginal » alors en vigueur adresse aux consommateurs un signal de prix reflétant le coût de long terme de leur approvisionnement, y compris sa sécurisation. Ce dernier est traduit dans le signal de prix à l'aide du coût implicite de défaillance. Ce signal adresse ainsi un signal cohérent avec les choix d'investissement (lequel fonde notamment les options tarifaires à pointe mobile), répartit efficacement les coûts entre consommateurs, et en assure la couverture.

Dans cette construction, la sécurité d'approvisionnement des consommateurs se trouve assurée ainsi que la couverture de ses coûts.

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d'approvisionnement en électricité

Notions de défaillance et de délestage : dans les études de dimensionnement de la capacité installée, comme dans l'énoncé du critère, c'est toujours la notion de défaillance qui a prévalu. En pratique, une situation de défaillance signifie que le gestionnaire de réseau actionne dans un premier temps des leviers exceptionnels comme l'interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet, le recours à des contrats de secours avec ses homologues étrangers, ou encore des baisses de tension sur les réseaux, avant de procéder, le cas échéant, à des délestages tournants. C'est cette notion de délestage qui est pourtant la plus tangible pour le consommateur (si celui-ci est effectivement délesté lors de coupures tournantes) comme l'a relevé un rapport publié en février 2018 par le CGEDD et le CGEJET. RTE indique qu'une durée de défaillance de trois heures équivaut à une durée de délestage (au moins un consommateur coupé) d'un peu moins de deux heures. À noter que le dernier bilan prévisionnel de RTE publié le 15 novembre 2018 expose de manière détaillée le critère de sécurité d'approvisionnement et les différents leviers à sa disposition.

3. Dans l'architecture de marché choisie pour l'ouverture, recourir à une régulation obligeant toute la capacité nécessaire apparaît le plus efficace pour sécuriser l'approvisionnement des consommateurs

Avec l'ouverture du marché à la concurrence, les responsabilités, les processus de décision et le fonctionnement du secteur se sont transformés.

- Les acteurs de marché, sociétés anonymes en concurrence, prennent les décisions relatives à leur outil industriel (d'investissement, de poursuite de l'exploitation, de déclassement) selon leur intérêt social d'entreprise compte tenu des conditions de valorisation de leur production sur les marchés. La décision devient en ce sens « décentralisée ».

- L'élaboration des perspectives offre/demande nationales incombe désormais au gestionnaire de réseau de transport qui publie chaque année un bilan prévisionnel. La loi le missionne en ce sens. Il caractérise, comme le faisait historiquement EDF, le risque et le paysage de défaillance.

- Les pouvoirs publics continuent de souhaiter le respect du critère de 3 heures en espérance de durée et inscrivent cette volonté

dans la loi et la réglementation dès l'ouverture du marché.

Le diagnostic et la décision n'étant désormais plus entre les mêmes mains, on n'a plus dans ce nouveau contexte une capacité décidée qui respecte « par construction » le critère de sécurité d'approvisionnement.

À l'ouverture des marchés, la situation de l'Europe était plutôt surcapacitaire et le sujet de la sécurité d'approvisionnement n'était donc pas prioritaire dans les débats. La situation a considérablement évolué du fait notamment de nombreux déclassements de moyens de production thermique et du développement massif de production intermittente. De nombreux États membres européens sont aujourd'hui préoccupés par la sécurité d'alimentation sur leur territoire et ont décidé d'instaurer des mécanismes de capacité pour l'assurer. Le bien-fondé d'une intervention publique et le bon instrument de régulation sont deux sujets d'un débat animé. On propose dans cette partie 3 d'en commenter les fondements et principes économiques.

3.1. Le marché de gros de l'énergie conditionne la valorisation de la production d'énergie

Dans le choix d'architecture de marché fait par l'Union européenne, le prix de gros joue un rôle central. Les fondements de l'ouverture du marché dessinée il y a plus de vingt ans considèrent en effet l'électricité comme une commodité dont le prix de gros est apte à décentraliser toutes les bonnes décisions, des producteurs comme des consommateurs. Ce prix de gros ne donne pourtant pas de visibilité au-delà de 4 ans et apparaît très volatil, ce qui est peu propice à l'investissement.

Dans ces conditions, le prix de gros conditionne directement ou indirectement les revenus des actifs de production (en dehors de ceux dont les revenus sont administrés, comme la production renouvelable ou la cogénération bénéficiant d'un cadre de soutien public ou comme le nucléaire existant en France quand ses revenus sont plafonnés par le dispositif de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)). Directement quand la production est vendue sur le marché de gros, indirectement quand elle est utilisée pour l'approvisionnement d'un portefeuille de clientèle (dont les prix de vente sont eux-mêmes dirigés par le prix de gros).

Le prix spot qui se forme à la rencontre de l'offre et de la propension à payer des acheteurs (en pratique principalement des fournisseurs pour approvisionner leurs clients, mais aussi de certains consommateurs qui l'expriment directement) est particulièrement volatil. Il reflète le plus souvent le coût marginal du dernier moyen de production sollicité pour répondre à la demande. Ce dernier varie selon les prix des combustibles fossiles, le prix du CO₂, le niveau de la demande et la tension de l'équilibre offre/demande. En situation de très forte tension de l'équilibre offre/demande et en particulier de défaillance, ce prix spot devrait atteindre des niveaux élevés reflétant la propension à payer des acheteurs en pareil cas. Une telle situation n'a cependant été que très peu observée (jamais s'agissant de situations de délestage). La fréquence d'apparition

comme le niveau de tels prix sont donc extrêmement hypothétiques. Ils entrent pourtant en ligne de compte pour toutes les capacités de production et constituent l'essentiel des revenus des capacités de pointe (dont l'utilisation et donc les revenus seront proches de zéro les années sans forte tension de l'équilibre offre/demande).

Les marchés à terme de l'énergie qui permettent aux acteurs de couvrir leurs positions présentent également une volatilité importante et n'offrent pas de visibilité au-delà de 4 ans. Ils sont en outre plutôt muets sur les prix en situation d'extrême tension.

Les conséquences sur les investissements sont mécaniques. De nombreux investissements ont été réalisés sur la base du prix de gros après l'ouverture du marché, principalement dans des cycles combinés à gaz, qui ont connu des déconvenues majeures avec la baisse des prix. De nombreuses installations ont été fermées ou mises sous cocon. On estime à une cinquantaine de milliards d'euros la destruction de valeur occasionnée en Europe.

On doit donc craindre dans un marché « *energy only* » que le risque ne dissuade les investissements, que les exploitants ne déclassent un nombre croissant de centrales existantes faute de rentabilité, et qu'il en résulte une durée de défaillance élevée. Ceci de manière encore plus aiguë pour les capacités de pointe impossibles à rentabiliser et à financer dans de telles conditions.

Un équilibre s'établit dans un tel marché, au moins en théorie, dans lequel les exigences de rentabilité ajustée au risque des producteurs se trouvent satisfaites et donc leurs coûts couverts, mais on doit craindre qu'il ne délivre une puissance exploitée faible et une durée moyenne de défaillance très élevée. Cette durée n'a, quoi qu'il en soit, aucune raison de correspondre à celle de 3 heures souhaitée par les pouvoirs publics.

Force est donc de constater que rien ne permet de garantir que la capacité installée

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d’approvisionnement en électricité

spontanément sera suffisante pour satisfaire un critère de qualité donné souhaité par la puissance publique.

3.2. Recourir à une régulation par les quantités s’impose comme la solution la plus efficace

Dès lors que l’on ne remet pas en cause la légitimité des États membres à décider d’un niveau de sécurité d’approvisionnement souhaité pour le bon fonctionnement de leur économie (comme en témoigne l’existence d’une directive sécurité d’approvisionnement), leur intervention apparaît justifiée : si le marché de l’énergie seul ne donne pas d’assurance sur l’atteinte du niveau de qualité souhaité, les États membres sont fondés à instaurer une régulation pour obtenir cette assurance.

Cette analyse ne fait cependant pas l’unanimité. La Commission européenne notamment résiste à l’idée d’une intervention publique comme elle continue de l’exprimer dans son « *clean energy package* » de novembre 2016. De nombreux parlementaires européens et plusieurs États membres sont également sur cette ligne.

Une conviction très ancrée, en particulier au sein de la direction générale de l’Énergie, est que le seul marché de gros de l’énergie, fonctionnant sans plafond de prix, accompagné de conditions de ventes aux clients finals transmettant les prix en temps réel de ce marché de gros – en particulier les pics de prix en cas de tension – suffit pour donner les incitations à maintenir et développer le bon niveau de capacité.

Cette vision qui met la sécurité d’approvisionnement en risque doit être réfutée :

- On doit en effet douter i) du caractère suffisant de la capacité qui sera maintenue en exploitation et construite par les acteurs compte tenu du risque, même en supprimant tout plafond de prix, comme souligné au 3.1 précédent (ii) comme de la faisabilité technique et de l’acceptabilité sociale d’une tarification exposant tous les clients aux aléas du temps réel.

- On ne connaît en outre pas d’analyse étayant cette position et prouvant que les objectifs de sécurité d’approvisionnement pourront être atteints sans intervention publique.

La question qui se pose pour les États membres décidés à intervenir pour garantir la sécurité d’approvisionnement sur leur territoire est « avec quel instrument de régulation intervenir ? ».

Le choix doit s’orienter vers le dispositif le plus à même de remplir l’objectif de disposer de manière la plus certaine possible d’assez de capacité au moindre coût. Bien entendu sans créer de perturbation sur le marché de l’énergie.

L’économie propose plusieurs options : la régulation par les prix ou la régulation par les quantités.

- Réguler par les prix consiste à fixer les prix et à escompter que la quantité souhaitée en résultera. Ceci signifierait que les pouvoirs publics réglementent les prix de marché de l’énergie en situation de forte tension (notamment en situation de défaillance) ou qu’ils fixent un prix administré en €/kW pour la capacité.

- Réguler par les quantités consiste à forcer l’atteinte de la quantité nécessaire. Il s’agit donc de contraindre les acteurs pour que la quantité souhaitée soit atteinte assurément en infligeant des pénalités en cas de manquement. On utilise pour cette option le terme générique de mécanisme d’obligation de capacité que l’on pourrait baptiser « *Capacity Requirement Mechanism* » en langage anglo-saxon.

Les deux modes de régulation permettent d’atteindre en théorie le résultat visé, mais c’est la régulation par les quantités qui offre les meilleures garanties de résultat et qui s’impose ici.

En effet, le niveau de capacité qui permet d’atteindre le critère visé s’obtient *ex ante* par simulations de l’équilibre offre/demande et de l’ensemble des aléas pouvant l’affecter. Il découle en pratique de l’exercice du Bilan

prévisionnel conduit par le gestionnaire de réseau de transport.

Obtenir ce niveau de capacité par un dispositif de régulation par les prix signifierait savoir fixer *ex ante* le prix régulé qui déclencherait exactement cette capacité attendue. Ceci signifierait savoir anticiper exactement la réponse des investisseurs et des exploitants de capacité au signal de prix, donc deviner l'ensemble des paramètres de leur décision (leurs propres anticipations de prix, l'état de leur outil existant, leurs visions des coûts de l'existant et du neuf, leurs exigences de rentabilité...). Ceci est hors de portée et un processus de tâtonnement long paraît inévitable, qui se traduirait soit par des surcoûts pour les consommateurs (prix calé trop haut) soit par un risque de délestage trop élevé (prix calé trop bas). Un tel scénario est inacceptable sur un sujet aussi sensible que le risque de défaillance et potentiellement de délestage de consommateurs. Le Royaume-Uni a expérimenté une régulation de ce type dans les années 1990 qui a très vite montré ses limites et a été abandonnée à la fin des années 1990.

Est également présent dans les débats le recours à une « réserve stratégique » : un certain volume de capacité est réservé et rémunéré pour pouvoir être actionné aux périodes les plus tendues. Simple à mettre en œuvre, ce schéma contrevient toutefois au principe fondamental selon lequel toute la capacité disponible aux périodes de tension rend le même service pour la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. Seules les capacités réservées étant rémunérées, ce dispositif ne reconnaît pas le service pourtant rendu par les autres capacités ce qui est économiquement inefficace. L'analyse économique recommande donc d'écarter ce schéma.

Une obligation portant sur la totalité de la capacité nécessaire permet en revanche d'obtenir le niveau de capacité visé rapidement, assurément et efficacement. L'analyse économique recommande donc cette voie comme premier choix. En pratique, elle peut porter directement sur les détenteurs de capacité

comme l'a choisi le Royaume-Uni ou sur les fournisseurs, à charge pour eux de se retourner vers les détenteurs de capacité pour remplir leur obligation, comme l'a choisi la France. On revient en partie 4 sur l'analyse plus détaillée de ces deux options.

À noter enfin que d'autres variantes apparaissent également dans les débats, notamment celles utilisant des « options de disponibilité », qui ne sont pas discutées ici.

3.3. Le prix de la sécurité d'approvisionnement est révélé de manière concurrentielle

Un marché consubstantiel de l'obligation permet la sélection des capacités les plus économiques pour remplir l'obligation totale au moindre coût ainsi que la révélation du prix de l'obligation correspondant (il s'agit de l'enchère organisée pour remplir la totalité du besoin de capacité en une seule fois dans le cas du schéma choisi au Royaume-Uni ou de la rencontre au fil des sessions de marché de l'offre et du besoin de capacité réparti entre les fournisseurs dans le schéma choisi par la France).

Chaque acteur peut évaluer pour chaque moyen (existant ou nouveau) les revenus dégagés par la vente d'énergie aux prix de marché et le « montant manquant », le cas échéant, pour assurer la couverture des coûts de ce moyen.

On fait dans cette analyse une hypothèse de marché efficace. Le prix qu'il révèle est donc le prix de la contrainte correspondant à la satisfaction de la totalité du besoin de capacité. Ce prix dépend du « montant manquant » du dernier MW de capacité nécessaire pour remplir l'obligation totale (dernier dans l'ordre de mérite). En cas de besoin de nouvelle capacité, le prix attendu est le « montant manquant » d'une nouvelle capacité ; si les moyens existants suffisent pour répondre à l'obligation, le prix est celui du maintien en exploitation du dernier MW de capacité existante nécessaire.

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d'approvisionnement en électricité

Ce marché qui va de pair avec l'obligation (qui est un marché secondaire qui existe du seul fait de l'obligation) révèle un prix qui est celui de la contrainte et qui rémunère ni plus ni moins que le service rendu par tous les MW de capacité nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

L'analyse économique met donc en évidence que le choix de la régulation par les quantités à travers l'instauration d'une obligation portant sur toute la capacité nécessaire est à la

fois efficient et efficace : il permet de disposer de suffisamment de capacité assurément et au moindre coût. En instaurant une obligation, la régulation complète donc efficacement le marché de l'énergie pour délivrer la sécurité d'approvisionnement attendue par les États.

Quelques réserves doivent être réfutées :

1) Une obligation de capacité ne subventionne pas des moyens inutiles : elle doit être dimensionnée à hauteur des moyens nécessaires ; seuls les moyens nécessaires perçoivent donc un revenu. Les mécanismes de capacités ne couvrent donc pas des coûts échoués de moyens de production excédentaires sous-utilisés qui ont vocation à être déclassés.

2) Elle ne constitue pas une subvention pour les moyens existants, mais rémunère le service qu'ils rendent : tous les MW de capacité garantie qui répondent au besoin de capacité rendent un service identique. Percevoir le prix de ce service est donc économiquement fondé pour toutes les capacités et participe de la décentralisation efficace de la décision économique. S'opposer au fait que des capacités perçoivent ce prix au motif qu'elles préexistent serait une négation du service rendu et aurait l'effet indésirable potentiel d'un déclassement de capacités pourtant utiles. En pratique il faut bien entendu veiller à ne pas rémunérer deux fois les capacités percevant un revenu régulé par ailleurs.

3) Elle n'occasionne pas de perturbation indésirable sur le fonctionnement du marché de gros de l'énergie : l'obligation a un effet sur la capacité installée et aucunement sur les offres de ces capacités sur le marché de gros. En l'absence d'obligation, la capacité pourrait être moindre et les périodes de défaillance plus importantes. Il en résulterait une fréquence plus importante des situations de prix élevés reflétant des situations de défaillance. Mais ceci ne saurait être considéré comme une perturbation indésirable du fonctionnement du marché car l'objectif visé et assumé est au contraire que le marché ne connaisse pas ces périodes.

4) La régulation ne doit pas être suspendue en l'absence de tension de l'équilibre offre/demande : si le risque de défaillance est faible, ceci signifie que la capacité présente excède le niveau nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Cependant la couverture des coûts à engager pour continuer d'exploiter peut tôt ou tard s'avérer insuffisante et les détenteurs de capacité s'approprier à déclasser : si tel est le cas, supprimer le dispositif conduirait inévitablement à une déconvenue majeure. Dans le cas contraire, le prix révélé par le dispositif reflètera l'absence de rareté. Son maintien dans tous les cas garantit donc le caractère préventif du dispositif sans inconvénient alors que sa suspension exposerait à un risque majeur de regret.

4. Mécanisme de capacité britannique et mécanisme de capacité français

Le Royaume-Uni et la France ont fait le choix d'implémenter une obligation de capacité en adoptant toutefois des architectures différentes. Ces deux dispositifs ont fait l'objet de longs débats nationaux et avec la Commission européenne qui les a *in fine* autorisés. Les débats sur les mécanismes de capacité se poursuivent dans de nombreux pays européens et au sein de l'Union européenne à l'occasion du « *Clean Energy Package* ».

4.1. Le mécanisme britannique : une enchère 4 ans à l'avance couvre assurément les besoins

La manière la plus directe qui vient à l'esprit est de solliciter directement les détenteurs de capacités en les invitant à participer à une enchère annuelle qui confronte toutes les offres avec le besoin. Ceci dans les délais nécessaires à la construction de nouveaux moyens si ceci s'avérait nécessaire, soit au moins 3 ou 4 ans à l'avance.

C'est sur ces bases que le Royaume-Uni a fondé l'architecture de son mécanisme d'obligation de capacité que l'on peut décrire schématiquement comme suit :

- Le besoin de capacité pour une année donnée est fixé par le gestionnaire de réseau quatre ans à l'avance.
- Il est rempli en sélectionnant les offres les mieux-disant grâce à une unique enchère qui a lieu quatre ans à l'avance.
- Les arbitrages entre capacités existantes et nouvelles capacités sont ainsi réalisés efficacement par confrontation directe des offres entre elles.
- La dernière offre qui permet de remplir le besoin détermine le prix unique versé à toutes les capacités retenues. Ces dernières s'engagent en contrepartie sur leur performance.
- Le coût de la sécurité d'approvisionnement qui en résulte est réparti entre les fournisseurs selon la pointe de demande de leur portefeuille clients. Ils répercutent ce coût dans leurs offres de prix aux clients.

Ce schéma traite la sécurité d'approvisionnement comme un bien public tout en évitant les phénomènes indésirables de passerager clandestin (le même niveau de sécurité pour tous les consommateurs, celui fixé par les pouvoirs publics) ou de sélection adverse (au même prix, celui fixé par le dernier MW nécessaire au respect du critère).

Il s'appuie sur des responsabilités claires correspondant aux domaines de compétence de chacun : le gestionnaire du réseau évalue et indique le besoin de capacité à l'avance, les exploitants de capacités sont responsabilisés sur sa satisfaction et sont payés pour et les fournisseurs répercutent aux consommateurs le prix de leur sécurité d'approvisionnement.

4.2. Le mécanisme français : une obligation pesant sur les fournisseurs couverte de manière progressive

La France a opté pour une architecture différente. Elle a en particulier choisi de faire reposer l'obligation sur les fournisseurs.

- Chaque fournisseur d'électricité a l'obligation, chaque année, de disposer d'une quantité de « garanties de capacité » fixée réglementairement selon la consommation de ses clients à la pointe ; il en est de même des gestionnaires de réseau, s'agissant des pertes d'électricité. Des pénalités sont prévues en cas de défaut.
- En calibrant les obligations des obligés (les fournisseurs et les gestionnaires de réseau) afin que leur cumul corresponde à la capacité qui permet le respect du critère de sécurité d'approvisionnement de la France, cette sécurité sera assurée année après année dès lors que les obligés remplissent leurs obligations.
- Les exploitants de capacités de production ou d'effacement certifient leurs capacités auprès de RTE : ils s'engagent sur leur disponibilité lors des périodes de pointe et obtiennent en contrepartie des « garanties de capacité ». Ce processus de certification prévoit des contrôles a posteriori. Dans le cas des moyens de production renouvelable, RTE calcule, sur une base statistique de corrélation

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d'approvisionnement en électricité

aux pointes de consommation, les kW de « garanties de capacité » attribuables à un kW de puissance éolienne ou photovoltaïque installée.

- Afin de remplir leur obligation, les fournisseurs (et les gestionnaires de réseau) acquièrent ces « garanties de capacité » auprès des détenteurs de capacité de gré à gré ou sur un marché organisé ; ils peuvent également détenir eux-mêmes des capacités qui concourent à remplir leur obligation.

- Les fournisseurs répercutent à leurs clients le prix de leur sécurité d'approvisionnement. Ceci, que ces clients soient en offre de marché ou au tarif réglementé de vente (le prix de la capacité entrant dans la construction du Tarif Réglementé de Vente).

Pour une année de livraison donnée, quinze sessions d'échanges de garanties sont organisées au cours des quatre années qui précèdent. Il est également prévu des possibilités d'ajustement *ex post*, pour les fournisseurs qui n'auraient pas entièrement rempli leurs obligations à la veille de l'année de livraison. Ces possibilités ont été introduites à la demande des fournisseurs nouveaux entrants. À noter, enfin, la possibilité offerte aux détenteurs de capacités d'effacement de les certifier jusqu'au 31 octobre précédent l'année de livraison pour favoriser leur participation.

Dans ce schéma, c'est la rencontre de l'offre et du besoin de capacité au fil de ces sessions de marché qui réalise la sélection des capacités les moins chères pour remplir les obligations et révèle le prix de la capacité. Le mécanisme est comme le britannique pleinement concurrentiel et révèle le prix du service rendu.

4.3. Des voies d'amélioration du dispositif français sont identifiées après deux années de fonctionnement

Pour assurer la sécurité d'approvisionnement et en révéler le juste prix de manière tout à fait robuste, il est souhaitable d'avoir satisfait la totalité du besoin l'ayant confronté à toute l'offre avant le commencement de

l'année concernée. Le dispositif français ne donne pas cette pleine assurance et le retour d'expérience conforte cette analyse. Des voies d'amélioration du dispositif en vigueur sont identifiées :

- Il est souhaitable de renforcer la visibilité offerte en affichant explicitement le besoin de « garanties de capacité » que le dispositif a vocation à remplir tel qu'estimé selon le Bilan prévisionnel. Cette visibilité est en effet indispensable pour améliorer les conditions dans lesquelles les acteurs peuvent projeter et forger leurs anticipations notamment sur la valeur de la capacité.

- Il est également nécessaire d'assurer une meilleure cohérence entre mécanisme de capacité et Bilan prévisionnel. Il importe en effet que le dispositif sélectionne effectivement les capacités identifiées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement par le Bilan prévisionnel. Il paraît nécessaire dans ce but de procéder à un ajustement du dispositif (ce qui est naturel compte tenu de sa jeunesse) portant sur ses paramètres et sur la certification des capacités comme annoncé par le Bilan prévisionnel de RTE 2018.

- Il conviendrait également de pouvoir vérifier que des capacités sont engagées en quantité suffisante pour remplir ce besoin avant de démarrer l'année. Le dispositif doit en effet pouvoir sonner l'alerte et jouer son rôle préventif. En donnant la possibilité aux fournisseurs de couvrir leur obligation jusqu'à deux ans après l'année de livraison, le dispositif actuel ne permet pas de constater un manque a priori. Renforcer l'incitation à remplir l'obligation avant le début de l'année concernée paraît donc essentiel.

On constate plus fondamentalement que faire peser l'obligation sur les fournisseurs est générateur d'incertitude. La quantité de « garanties de capacité » acquise par l'ensemble des fournisseurs peut en effet s'écarter de celle nécessaire au respect du critère. Il est en effet très difficile pour les fournisseurs d'anticiper exactement les besoins correspondant à leur portefeuille, et ce jusqu'à la terminaison en fin d'année de toutes les négociations commerciales. Par ailleurs, le calcul

de l'obligation dépend en pratique de l'année réalisée (il dépend de la répartition constatée au sein de l'hiver des heures les plus chargées) ce qui est singulier pour une quantité censée correspondre à un dimensionnement respectant un critère statistique donc fixé a priori.

Ce choix de faire reposer l'obligation sur les fournisseurs suggère en outre que la sécurité d'approvisionnement est un élément de la relation client-fournisseur alors qu'il s'agit aujourd'hui d'un bien public.

Répondre au besoin de capacité en sollicitant directement les offreurs de capacité pour répondre au besoin national de capacité fixé *ex ante* comme le fait le schéma britannique semble plus conventionnel, plus direct et plus efficace, le rôle des fournisseurs se concentrant dans ce cas sur la répercussion aux consommateurs du coût de leur sécurité d'approvisionnement.

Le choix fait par la France a sa propre histoire résultant de diverses négociations et de divers compromis. Il faut se féliciter que sa mise en œuvre ait pu intervenir à compter de 2017. Il est en effet nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement des consommateurs et pour révéler le prix du service rendu par la capacité exploitée nécessaire à cette sécurité. D'un strict point de vue économique, l'analyse penche toutefois pour le schéma britannique. Il présente en particulier l'avantage de sélectionner les capacités les plus performantes par une confrontation en une fois de toute l'offre (capacités existantes comme nouvelles) avec tout le besoin, ce qui est plus simple et plus lisible, de donner le temps de construire les nouvelles capacités éventuellement sélectionnées et de couvrir ainsi le besoin a priori, ce qui est sécurisant.

4.4. Un dispositif qui évolue pour répondre aux engagements de la France auprès de la Commission européenne

Bien qu'elle soit rétive aux mécanismes de capacité comme souligné précédemment au 3.2, la Commission européenne a approuvé le mécanisme français qui satisfait donc ses exigences. Les modalités du mécanisme de capacité évoluent en cette fin d'année 2018 pour inclure deux compléments demandés dans la décision d'acceptation du dispositif français. La mise en œuvre de ces évolutions auxquelles la France s'est engagée fait toutefois craindre deux risques :

- Sur la participation des capacités transfrontalières. Obliger la capacité installée en France nécessaire à la sécurité d'approvisionnement permet de l'obtenir et lui confère un prix qui est celui de la contrainte. Organiser la participation au dispositif de capacités de production étrangère ne change en revanche rien aux possibilités d'importation depuis l'étranger et ne rend donc pas de service. En l'absence de contrainte et de service rendu, il ne semble donc pas qu'un prix versé à un producteur étranger puisse trouver de justification économique et cette disposition semble plus s'apparenter à un effet d'aubaine au détriment des consommateurs français. Cette idée semble reposer sur l'argument qu'un marché de capacité qui se crée ne peut pas être réservé à des capacités locales. Si cet argument est certainement applicable pour un marché primaire (sur lequel s'échange un bien dont les agents économiques ont besoin pour leur activité et qu'ils acquièrent spontanément), cet argument ne l'est pas toutefois pour un marché secondaire né d'une obligation (sur lequel un bien est échangé pour répondre à une contrainte et qui ne le serait pas spontanément) et qui n'a de sens que sur le périmètre de cette obligation. Il est en outre impératif que la réciprocité soit au rendez-vous. La mise en œuvre de cette évolution va affecter différents paramètres du mécanisme et en augmenter la complexité déjà élevée. Il sera important de veiller à ce qu'elle ne perturbe pas l'atteinte du bon niveau de capacité

Le mécanisme de capacité, instrument économique de la sécurité d’approvisionnement en électricité

installée en France et nécessaire à la sécurité d’approvisionnement.

- Sur l’intégration de contrats pluriannuels pour les capacités nouvelles : il s’agit de répondre aux besoins de nouvelles capacités en donnant une plus grande visibilité à tous les investisseurs potentiels. En pratique, en organisant des appels d’offres spécifiques à l’issue desquels les candidats retenus obtiendront un contrat de 7 ans avec rémunération à prix garanti de leur capacité. La quantité demandée sera proposée par RTE au vu de son bilan prévisionnel et le prix celui qui permet d’atteindre cette quantité. L’adjonction de ce système d’appels d’offres fait peser le risque que le dispositif donne deux prix pour la capacité, un pour le neuf et un pour l’existant, alors que le service rendu par un MW de garantie de capacité est identique que la capacité soit neuve ou ancienne et quelle qu’en soit la filière. Il s’agit d’un seul et même bien fongible qui ne devrait donc connaître qu’un seul prix dans un mécanisme destiné à provoquer une décentralisation efficace de la décision de choisir au moindre coût entre maintenir de la capacité existante ou développer des moyens nouveaux. Les modalités de mise en œuvre de ces appels d’offres appellent donc à la vigilance afin de préserver l’efficacité économique du dispositif.

des arguments pour suggérer des évolutions pour en améliorer l’efficacité et la lisibilité. Ils militent également pour continuer de soutenir la vision cible d’un mécanisme remplissant le besoin de capacité lors d’une unique enchère réalisée quelques années à l’avance et répartissant ensuite entre fournisseurs le coût de satisfaction de ce besoin.

5. En conclusion

L’instauration du mécanisme d’obligation de capacité en 2017 a constitué une amélioration significative de l’architecture du marché. Il répond aux enjeux de sécurité d’approvisionnement des consommateurs et permet d’en identifier le prix.

L’objectif prioritaire dans les débats est d’achever de convaincre de sa nécessité pour assurer la sécurité d’approvisionnement des consommateurs.

Ce mécanisme est récent. L’analyse économique et le retour d’expérience des deux premières années de fonctionnement fournissent