

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

Jacques Percebois\*, Stanislas Pommeret\*\*

@ 98210

**Mots-clés : marché de l'électricité, marché du gaz, coût marginal, merit order, TRV**

**Sur le marché de gros de l'électricité le prix d'équilibre se fixe chaque heure sur la base du coût marginal de la dernière centrale appelée, une centrale à gaz une bonne partie du temps. L'envolée des prix du gaz depuis fin 2021 explique dès lors largement la hausse du prix de l'électricité. Cet article propose de réformer le système en optant pour une fixation des prix sur la base de la moyenne horaire des coûts marginaux avec, pour les centrales dont le coût marginal est supérieur à cette moyenne, une compensation financière couvrant la différence. Cela permettrait de limiter le montant du « complément marché » dans le calcul du tarif réglementé de vente (TRV) payé par le consommateur final.**

Le consommateur français d'électricité, en particulier celui qui bénéficie encore du tarif réglementé de vente (TRV) fixé par les pouvoirs publics sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), a du mal à comprendre pourquoi le prix qu'il paie est, une bonne partie du temps, calé sur le prix international du gaz naturel importé, alors que la part du gaz dans la production d'électricité française ne dépasse guère 6 à 7 %. La structure de la production d'électricité de la France était en 2021 la suivante : 69 % d'origine nucléaire, 12 % d'origine hydraulique, 6,3 % issus du gaz naturel, 0,7 % du charbon, 0,4 % du fioul, le solde, 11,6 %, étant fourni par des renouvelables (solaire, éolien et biomasse).

En 2022, environ 67 % des consommateurs français domestiques sont encore au TRV et leur motivation à ne pas opter pour un contrat en offre de marché avec EDF ou ses concurrents s'explique largement par la conviction

que ce TRV sera plus stable qu'un prix calé sur le marché de gros dans la mesure où il est réputé être adossé dans une large mesure à la structure du mix électrique de la France. Suite à l'envolée des prix du gaz et de l'électricité sur les marchés de gros européens fin 2021-début 2022, les pouvoirs publics français ont d'ailleurs plafonné la hausse du TRV à 4 %, alors qu'elle aurait dû dépasser 35 % TTC, ce qui ne fut pas le cas des prix en offre de marché souscrits par les consommateurs professionnels et certains clients domestiques, qui, eux, ont fortement augmenté. Cet article est largement centré sur le cas particulier du TRV.

Le tarif réglementé du kilowattheure est calculé par la CRE par empilement de trois composantes qui représentent chacune un tiers environ du prix TTC : le coût de fourniture, le coût d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité, et les taxes. Le coût de fourniture dépend dans une large mesure du prix observé sur le marché de gros. C'est ce prix qui s'envole en Europe depuis plusieurs mois en raison de la très forte hausse

\* Université de Montpellier.

\*\* Société Chimique de France.

du prix du gaz sur un marché où la centrale à gaz constitue la centrale marginale une grande partie du temps.

Sur le marché de gros, les prix offerts par les différents producteurs d'électricité qui participent aux enchères heure par heure la veille pour le lendemain (marché dit *day ahead*) sont supposés suivre le coût marginal à court terme de leurs centrales, c'est-à-dire pour l'essentiel, mais pas exclusivement, le coût du combustible (y compris le coût du carbone lorsqu'il s'agit de centrales utilisant des énergies fossiles). Les centrales sont appelées par ordre croissant de coût marginal et toutes les centrales retenues bénéficient du prix calé sur le coût de la dernière centrale nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande. C'est le principe du *pay as clear* (enchères dites à prix-limite ou à la française). Dans ce qui suit, nous considérerons que les prix d'offre suivent les coûts marginaux.

Comme les marchés européens sont interconnectés, le prix d'équilibre est une grande partie du temps dépendant en France de ce qui se passe sur la plaque ouest de l'Europe (Allemagne, France, Benelux) et les prix extrêmes constatés depuis plusieurs mois du fait du coût élevé des énergies fossiles soulèvent des critiques puisque le prix payé par le consommateur français est déconnecté des coûts du parc français à dominante nucléaire.

L'objet de cet article est de proposer une réforme du marché de gros fondée non plus sur le coût marginal horaire mais sur la moyenne des coûts marginaux avec un mécanisme de compensation pour les centrales qui ne couvriraient pas leurs coûts variables. Comme on le verra, chiffres à l'appui, une telle mesure serait de nature à réduire sensiblement le niveau du TRV lorsque le coût variable de la centrale marginale est particulièrement élevé et à limiter fortement la volatilité des prix de gros.

### 1. Le constat : des prix de gros en forte augmentation

La libéralisation de l'électricité impulsée par les directives européennes depuis la fin des années 1990 soulève de nombreuses critiques parce que la promotion à tout prix, et parfois artificielle, de la concurrence s'est accompagnée d'un nombre croissant d'exceptions réglementaires qui rendent le système aujourd'hui complexe et opaque. Mais surtout, la logique du *merit order* est critiquée lorsque le niveau des coûts marginaux est à la fois très élevé et fortement volatil. Une réforme du marché de l'électricité semble nécessaire et plusieurs solutions méritent d'être explorées, même si l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) estime, dans un récent rapport, que « la conception actuelle du marché de l'électricité n'est pas à blâmer pour la crise actuelle » [ACER, 2022]. Pour elle, cette crise « est essentiellement un choc sur le prix du gaz, qui a également un impact sur le prix de l'électricité ».

L'interconnexion des réseaux électriques en Europe et l'intégration des marchés horaires ont tendance à uniformiser le prix de l'électricité en le calant sur celui des centrales qui contribuent à la stabilisation du système électrique : les centrales à gaz. *L'Energiewende* allemande suite à l'accident de Fukushima a intensifié l'usage du gaz comme source primaire d'énergie pour la production d'électricité. De nombreux pays européens ont suivi l'exemple allemand en remplaçant des centrales à charbon (~1 kg de CO<sub>2</sub>/MWh) par des centrales à gaz (~0,3 kg de CO<sub>2</sub>/MWh) accentuant la dépendance du système électrique vis-à-vis du gaz tout en permettant d'afficher une diminution des émissions de gaz à effet de serre. La hausse du prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen du carbone (de l'ordre de 80 euros la tonne) a accentué le phénomène lié à l'augmentation du prix du gaz. Les prix de gros ont atteint en moyenne 226,8 euros le mégawattheure sur la période 01/10/2021-31/03/2022 avec une pointe à 700 euros le 8 mars 2022, alors qu'en moyenne ils ne dépassaient guère 90 euros les années précédentes à la même période (cf. Figure 1). Cette envolée se répercute sur les prix de détail, sauf à ce

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

que les pouvoirs publics appliquent un bouclier tarifaire, ce qui fut le cas en France en février 2022. Mais ce bouclier a un coût pour les finances publiques. Plusieurs mesures compensatoires, autres que le gel des prix, peuvent également être utilisées pour limiter l'impact de cette hausse : chèque énergie, réductions d'impôt.

La logique du *merit order* fait que les centrales dont le coût marginal est inférieur au prix-limite bénéficient d'une rente infra-marginale qui, contrairement à ce que beaucoup pensent, n'est pas une rente induite. La rente infra-marginale collectée par chaque producteur lui permet de financer les coûts fixes de sa centrale appelée. En fonction du jour et de l'heure, un producteur collectera une rente infra-marginale plus ou moins grande qui devrait, *in fine*, lui permettre de financer son parc. La rente infra-marginale est évidemment variable selon le type de centrale et elle est parfois jugée excessive si elle dépasse largement

le niveau nécessaire au financement des coûts fixes. On parle alors de *windfall profits*. Comme les équipements de pointe voient leurs rentes infra-marginales très incertaines et parfois limitées par des *price caps* techniques à 2000 ou 3000 €/MWh, la mise en place de mécanismes de capacité s'avère nécessaire pour rémunérer les capacités garanties disponibles en heures de pointe et inciter les producteurs à investir dans des équipements de pointe.

La Figure 2 permet de comprendre les enjeux liés à la tarification de l'électricité. Lorsque le prix du marché s'équilibre au niveau  $P_{max}$  qui coïncide avec le coût marginal de la dernière centrale appelée, la rente infra-marginale correspond à la surface DEFGKC. Si cette rente est insuffisante pour couvrir les coûts fixes du parc (outre le problème du *missing money*), il faut mettre en place un marché de capacité. Si cette rente est excessive et dépasse le montant des coûts fixes à financer (cas d'une rente de rareté ou d'une rente de monopole), les pouvoirs

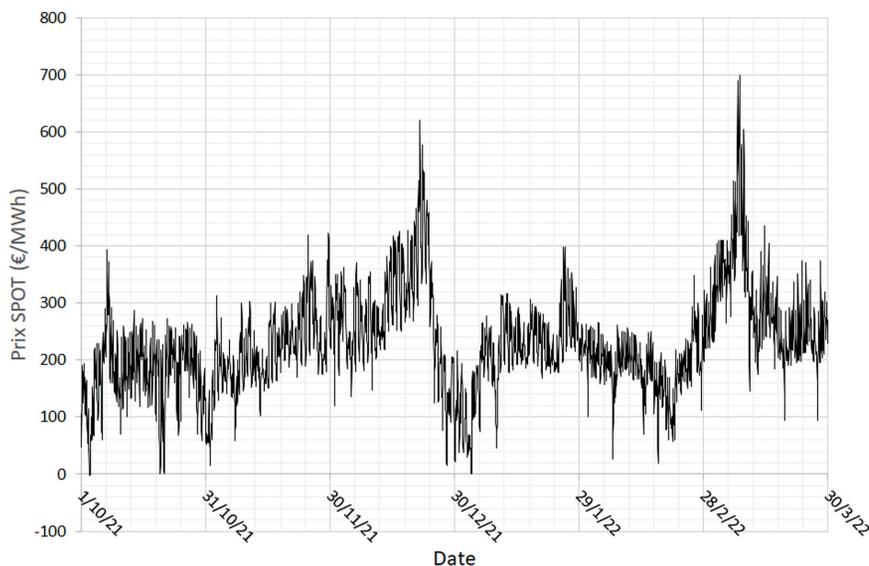


Figure 1. Évolution du prix spot *day ahead* du marché de gros de l'électricité entre le 1<sup>er</sup> octobre 2021 et le 31 mars 2022

Source : données ENTSO-E

Sur la période, le prix moyen observé est de 226,81 €/MWh, le prix maximum de 700,00 €/MWh a été atteint le 8 mars 2022 et le prix minimum de -2,02 €/MWh le 3 octobre 2021.

publics sont en droit de prélever l'excédent au-delà du montant nécessaire. C'est ce qu'ont fait les pouvoirs publics belges depuis 2009 pour le nucléaire amorti en Belgique, considérant que ces centrales bénéficiaient d'une rente de rareté. La contribution de répartition destinée à prélever la rente nucléaire de rareté fut contestée plusieurs fois en justice par l'opérateur historique belge (à chaque fois débouté) qui considérait que la CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz), chargée de calculer cette taxe, avait confondu rente de rareté et rente infra-marginale et prélevé une proportion trop forte de rente infra-marginale. Face au même constat pour le nucléaire français amorti, la France fit le choix de partager cette rente entre l'opérateur historique EDF et ses concurrents; c'est le mécanisme de l'ARENH introduit à la même époque. Rappelons que l'ARENH ne devait prendre en considération que le seul coût du nucléaire historique et n'avait pas pour objet de financer le coût du nouveau nucléaire.

Objectivement, si l'on peut s'interroger sur l'existence ou non d'une rente de rareté du nucléaire en France et en Belgique, cette rente existe au niveau de la plaque européenne interconnectée. C'est cette infra-optimalité européenne du nucléaire qui génère cette rente de rareté. Après quelques années où le prix du

gaz était très bas, la soudaine hausse du prix observée depuis près d'une année et les pénuries prévisibles pour les mois à venir font que la rente de rareté du nucléaire devient de plus en plus évidente.

## 2. Les solutions envisagées actuellement pour limiter la hausse de prix de gros

Certains suggèrent d'instaurer un prix-plafond sur le marché de gros. On risque dans ce cas de manquer de capacités aux heures de pointe puisque les centrales à gaz dont le coût marginal est supérieur à ce prix-plafond ne seront pas déclarées disponibles au moment des appels d'offres. Les prix-plafonds risquent également d'être différents d'un pays à l'autre ce qui pourrait engendrer des comportements stratégiques de la part de certains opérateurs.

Une solution serait plutôt de limiter les appels de puissance à ces heures en réduisant la demande, mais rien ne garantit que le potentiel d'effacement sera suffisant. Dans le meilleur des cas, on n'aurait plus besoin de faire appel à des centrales à gaz. L'effacement plus ou moins autoritaire de la demande et même le délestage ciblé contribueraient à limiter l'appel de

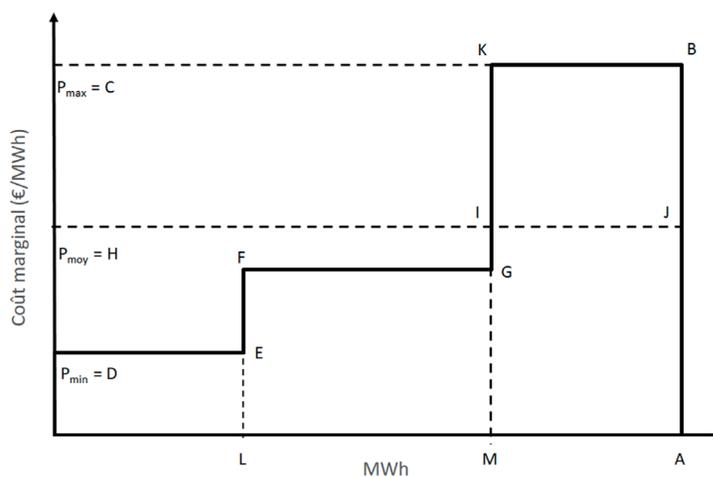


Figure 2. Schéma représentant l'évolution du coût marginal de l'électricité en fonction de l'énergie appelée sur une tranche horaire

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

centrales coûteuses aux heures les plus chargées de l'année, donc atténueraient la volatilité des prix de gros. Mais il faut étudier le coût collectif d'une telle mesure.

Une autre solution serait de faire baisser le prix du gaz en procédant à des achats groupés des importateurs européens. À défaut, le risque sera de faire appel aux centrales à charbon si le coût variable de ces centrales est moindre que celui des centrales à gaz (coût du carbone compris). Mais il faudrait alors accepter de renoncer à la décarbonation du mix électrique. Notons que l'Espagne a, en mai 2022, obtenu de la Commission européenne l'autorisation de plafonner à 40 €/MWh le prix du gaz destiné à produire de l'électricité. La différence entre le prix spot du gaz et ce prix plafond destiné à limiter la hausse du prix de l'électricité sera prise en charge par l'État. Une telle solution n'est toutefois valable que pour un marché peu interconnecté avec le reste de l'Europe, ce qui est le cas du marché espagnol du fait des congestions aux frontières. Il faut également s'assurer qu'un tel système ne risque pas d'entraîner des comportements stratégiques de la part de producteurs qui pourraient être incités à vendre à l'étranger plutôt que sur le marché national.

Certains suggèrent de modifier le mécanisme d'enchères et d'opter pour des enchères dites discriminantes ou à la hollandaise, c'est-à-dire des enchères à prix offert (*pay as bid*). Les offres sont classées par coût marginal croissant et les centrales retenues à chaque heure bénéficient du prix demandé par chaque producteur et non du prix-limite [Pototschnig, Glachant, Meeus, Ortigosa, 2022]. Comme en principe elles ne récupèrent que leur coût variable, il faut prévoir un marché de capacité pour financer les coûts fixes. Il faut également anticiper les comportements stratégiques comme celui induit par la malédiction du vainqueur. Le moins-disant peut regretter d'avoir gagné puisque sa rémunération est moindre que celle de ses concurrents. Anticipant cette malédiction, il proposera un prix d'offre supérieur à son coût marginal. Il réduit ce faisant la probabilité d'être retenu, mais en cas de victoire sa rémunération sera

plus forte. Comme tous les offreurs font le même raisonnement, les prix d'offres risquent d'être systématiquement supérieurs aux coûts marginaux.

Une façon de réduire le poids accordé au marché de gros serait de favoriser la signature de contrats à long terme entre producteurs et fournisseurs, le marché spot ne jouant plus alors qu'un rôle de marché d'ajustement. Certains gros consommateurs industriels bénéficient déjà de tels contrats (soit à prix fixe sur plusieurs mois soit à un prix indexé sur le prix spot voire sur un autre indicateur), mais la Commission européenne est réticente au motif que cela pourrait constituer une entrave au développement de la concurrence. Il existe de tels contrats pour favoriser le développement des énergies renouvelables, certains gros consommateurs achetant à prix fixe tout ou partie de la production renouvelable sur une période plus ou moins longue dans le but de «verdir» leur activité (mécanisme des PPA pour *power purchase agreements*). La difficulté de mise en œuvre de tels contrats à long terme tient au fait qu'il n'y a pas de convergence d'intérêt entre les producteurs et les acheteurs en matière de couverture des risques et que la maturité des marchés à terme ne dépasse guère 2 à 3 ans. On pourrait envisager la mise en œuvre de tels contrats en prévoyant des clauses de flexibilité sur les quantités injectées et soutirées, et des clauses d'évolution des prix avec une indexation sur divers paramètres. Le prix facturé pourrait être une moyenne lissée des prix de gros ; il pourrait aussi être fixe, partiellement du moins, sur une certaine période. Une certaine quantité serait vendue à un prix fixe et le solde sur la base d'une moyenne des prix de gros. Tous les montages sont possibles. Ces contrats pourraient inclure des clauses exigeantes d'effacement qui permettraient au fournisseur de mieux gérer la courbe de charge de ses clients. On aurait ainsi un système hybride qui ferait coexister contrats de long terme et marché spot, la frontière entre les deux systèmes traduisant un équilibre entre marché et régulation.

Une solution alternative semble intéressante dans le cas où le prix d'équilibre  $P_{\max}$  risque

d'être excessif : celle de retenir la moyenne des coûts marginaux et d'attribuer un complément marché c'est-à-dire une compensation à la centrale (ou aux centrales) dont le coût marginal est supérieur à cette limite. Sur la Figure 2, cela revient à retenir le prix  $P_{moy}$  et à attribuer à la centrale marginale un complément marché égal à la surface IJBK. La rente infra-marginale est maintenant égale à la surface DEFGIH donc inférieure à celle calculée avec les enchères à prix-limite. Le gain collectif pour le consommateur correspond à la réduction de rente infra-marginale représentée par la surface HIKC, déduction faite de la compensation IJBK accordée à la centrale marginale dont le coût marginal dépasse le prix  $P_{moy}$ . Il faut seulement s'assurer que la rente infra-marginale est suffisante pour couvrir les coûts fixes du parc. C'est à l'autorité en charge de la gouvernance de s'assurer que le prix moyen de vente de l'électricité permettra *in fine* de couvrir le coût moyen du mégawatt-heure (LCOE). Un tel système serait de nature à limiter la hausse des prix pour le consommateur final. C'est cette solution que nous allons tester sur la période qui va du 1<sup>er</sup> octobre 2021 au 31 mars 2022 avant d'en voir les conséquences sur le niveau du TRV.

Notons que ce système a pour objet de limiter le montant de la rente infra-marginale prélevée par les centrales dont les prix d'offre sont les plus faibles et qu'en même temps il permet d'allouer un complément de revenu aux centrales qui ne couvriraient pas leur coût marginal. Mais il se heurte à trois difficultés :

- Un problème de gouvernance. Le gestionnaire de réseau ou le régulateur devra calculer à chaque heure la moyenne des prix d'offre et le montant des compléments marché éventuels ; cela peut se faire *ex post* comme on le voit avec les calculs faits par la CRE pour l'attribution des quotas ARENH.
- Le système n'a de sens que dans une situation où les prix de gros sont jugés excessifs ; il n'a pas vocation à s'imposer comme régime permanent. En période de prix de gros dépréciés (comme en 2016 lorsque les prix pouvaient être négatifs), il conduirait à baisser encore le revenu moyen des producteurs avant compensation et aboutirait à octroyer des

subventions élevées. En période de bas prix sur le marché de gros, mieux vaut maintenir la logique de fixation sur la base des coûts marginaux, quitte à utiliser le marché de capacité comme complément de rémunération. Notons d'ailleurs que la rémunération des producteurs français est aux heures creuses supérieure à ce qu'elle serait si le marché français n'était pas interconnecté au marché européen.

- Le système devrait être généralisé à l'ensemble du marché européen ou du moins s'appliquer à la plaque ouest de ce marché européen ; du fait des interconnexions électriques, appliquer un tel système à un seul pays conduirait à des effets pervers liés notamment à des comportements stratégiques de certains producteurs incités à exporter plutôt qu'à alimenter le marché national. Ce système appliqué au seul marché national pourrait de plus être considéré comme contraire aux directives européennes puisqu'il fausserait la concurrence. Mais il s'agit de situations exceptionnelles et nous limitons ici notre analyse au seul cas français.

### 3. Moyenne des coûts marginaux et calcul de la compensation

Nous calculons le coût marginal moyen sur la période 01/10/2021-31/03/2022 en utilisant les données horaires fournies par l'ENTSO-E pour le marché spot français. C'est une moyenne pondérée par la puissance appelée à chaque heure.

Les données ENTSO-E classent les moyens de production suivant des catégories et nous en avons retenu 11 pour la France (cf. Tableau 1). Pour chacune de ces énergies nous avons estimé, grâce aux données Enviscope [Deprost, 2019] et de E-CUBE [E-CUBE, 2022], ce que sont le coût marginal, d'une part, le coût moyen actualisé (LCOE), d'autre part. Pour le gaz naturel dont l'envolée des prix est à l'origine du débat actuel, nous avons estimé que son coût marginal est toujours égal au prix spot *day ahead* (cf. Figure 1). C'est une hypothèse dans la mesure où nous ne sommes pas en mesure de calculer des indices de Lerner

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

permettant de voir s'il existe ou non un pouvoir de marché. Le fait de supposer que le coût marginal du gaz est égal au prix spot revient à admettre qu'il n'y a pas de rente de monopole (donc pas de pouvoir de marché) et qu'en même temps la centrale à gaz est bien la centrale marginale appelée la plupart du temps. Notons que le coût marginal des centrales utilisant des énergies fossiles (charbon, gaz et fioul) est élevé en raison du prix élevé de ces combustibles sur le marché mondial mais aussi en raison du prix élevé du CO<sub>2</sub>. Cela se répercute sur le coût moyen de l'équipement (LCOE). Nous avons également opté pour un coût marginal du mégawattheure nucléaire (22 €) sensiblement supérieur au coût du combustible (8 €) pour tenir compte des coûts proportionnels élevés de maintenance constatés actuellement pour le parc en fonctionnement. Précisons que l'on ne tient pas compte ici des coûts « système » ou de « flexibilité » c'est-à-dire notamment des coûts liés à l'intermittence des renouvelables (stockage-déstockage d'électricité, back up).

On va supposer que chaque centrale appelée sur la période est rémunérée sur la base de la moyenne horaire pondérée des coûts marginaux des centrales appelées. Si cette moyenne ne couvre pas le coût marginal de

la centrale considérée, celle-ci perçoit un complément de revenu, une compensation, égale à la différence entre son coût marginal réel et la moyenne des coûts marginaux (du moins si cette différence est positive), soit :

$$Comp(t) = \frac{\sum_i (Max(0, Cm_i - \overline{Cm}(t)) \times Prod_i(t))}{\sum_i Prod_i(t)} \quad (\text{Éq 1})$$

où :

- $Comp(t)$  est la compensation à l'instant  $t$  rapportée à l'ensemble de la production,
- $\overline{Cm}(t)$  est la moyenne des coûts marginaux pour la tranche horaire  $t$ ,
- $Cm_i$  est le coût marginal de la centrale  $i$ ,
- $Prod_i(t)$  est la production de la centrale  $i$  au temps  $t$ ,
- $Max(0, Cm_i - \overline{Cm}(t))$  est la fonction qui retourne le maximum entre la valeur nulle et la différence entre le coût marginal de la centrale  $i$  et la moyenne des coûts marginaux pour la tranche horaire ; si la différence est négative (le coût marginal de la centrale  $i$  est inférieur à la moyenne des coûts marginaux) alors la centrale  $i$  ne recevra pas de compensation ; sinon elle recevra une compensation égale à  $(Cm_i - \overline{Cm}(t)) \times Prod_i(t)$ ,
- $i$  est un indice qui référence l'ensemble des centrales retenues par le régulateur.

Énergie	Coût marginal (€/MWh)	LCOE (€/MWh)
Nucléaire	22,00	55,00
Éolien terrestre	14,00	50,00
Hydraulique au fil de l'eau	12,00	62,00
Stockage hydraulique	100,00	160,00
Gaz naturel	-	160,00
Hydraulique barrage	50,00	110,00
Charbon	110,00	160,00
Biomasse	78,00	108,00
Pétrole	150,00	170,00
Déchets	78,00	108,00
Solaire	14,00	60,00

**Tableau 1. Coûts marginaux et coûts moyens actualisés de l'énergie (LCOE) exprimés en €/MWh. Pour le gaz naturel le coût marginal est par construction le prix spot.**

La moyenne des coûts marginaux  $\overline{Cm}(t)$  est définie sur une tranche horaire comme :

$$\overline{Cm}(t) = \frac{\sum_i (Cm_i \times \text{Prod}_i(t))}{\sum_i \text{Prod}_i(t)} \quad (\text{Éq 2})$$

Le coût opérationnel de production d'électricité  $COPE(t)$  pour une tranche horaire est défini comme :

$$COPE(t) = \overline{Cm}(t) + \text{Comp}(t) \quad (\text{Éq 3})$$

La rente infra-marginale pour une tranche horaire est donc :

$$\text{Rente}(t) = \text{SPOT}(t) - COPE(t) \quad (\text{Éq 4})$$

La somme de la moyenne horaire pondérée des coûts marginaux et de la compensation éventuelle reçue par les centrales qui ne couvrent pas leur coût marginal donne le coût opérationnel de production de l'électricité du parc heure par heure. Ce sont ces trois courbes que l'on trouve sur la Figure 3 ci-après.

On constate que le prix spot est, sauf rares exceptions, toujours sensiblement supérieur au coût opérationnel de production de l'électricité  $COPE(t)$ . Cette différence correspond à la rente infra-marginale qui est censée financer les coûts fixes du parc. La Figure 4 ci-après donne l'évolution de la rente infra-marginale  $\text{Rente}(t)$  définie dans l'équation 4.

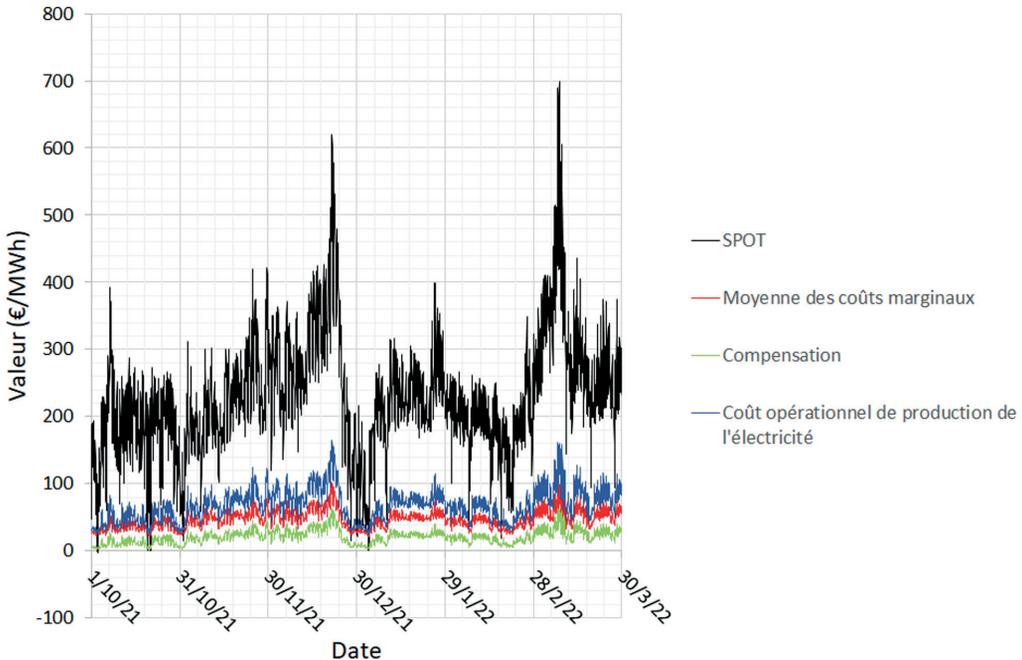
À partir des données horaires et du Tableau 1, on peut calculer le coût moyen de production de l'électricité comme :

$$\overline{LCOE}(t) = \frac{\sum_i (LCOE_i \times \text{Prod}_i(t))}{\sum_i \text{Prod}_i(t)} \quad (\text{Éq 5})$$

où :

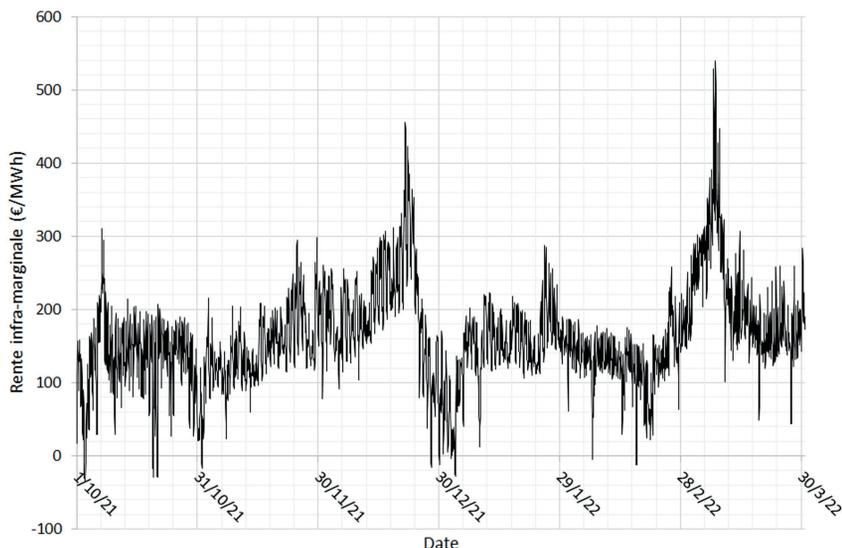
- $LCOE_i$  est le coût moyen de production de l'électricité à partir de l'énergie  $i$ .

La Figure 5 et le Tableau 2 montrent que cette rente infra-marginale est bien supérieure au coût moyen pondéré  $\overline{LCOE}(t)$  du parc sur la période. Le coût moyen est tantôt supérieur



**Figure 3.** Comparaison de l'évolution du prix spot, de la moyenne des coûts marginaux  $\overline{Cm}(t)$ , de la compensation  $Comp(t)$  et du coût opérationnel de production de l'électricité  $COPE(t)$  tels que définis dans les équations 1 à 3 (cf. texte)

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?



**Figure 4. Évolution de la rente infra-marginale (Équation 4) pour la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2021 au 31 mars 2022**

En euros/MWh	Moyenne	Maximum	Minimum
Spot	226,81	700,00	-2,02
Moyenne des coûts marginaux	46,18	101,42	21,38
Compensation	20,75	63,32	2,62
Coût opérationnel de production de l'électricité	66,94	164,74	24,54
Rente infra-marginale	159,87	539,32	-33,75
Coût moyen	76,86	104,06	62,23

**Tableau 2. Valeurs moyenne, maximale et minimale du prix spot, de la moyenne des coûts marginaux, de la compensation, du coût opérationnel de production, de la rente infra-marginale et du LCOE moyen sur la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2021 au 31 mars 2022**

tantôt inférieur au coût opérationnel de production de l'électricité calculé ici. Comme ce parc bénéficie aussi d'une rémunération par kilowatt installé sur le marché de capacité, on en déduit que les prix actuels sur le marché spot garantissent des profits confortables aux producteurs d'électricité (se reporter à la Figure 5), le marché de capacité générant souvent un effet d'aubaine. Certes ces profits doivent permettre d'investir demain dans de nouveaux moyens de production.

Une rémunération sur la base de la moyenne des coûts marginaux et d'une compensation éventuelle dans le cas où le prix ne couvre pas le coût marginal de l'équipement appelé permettrait de limiter certains profits excessifs donc de diminuer la rente de rareté que la hausse du prix du gaz procure à de nombreuses centrales appelées. Il faudrait ensuite déterminer quelle proportion de rente infra-marginale il conviendrait d'ajouter à cette rémunération pour couvrir les coûts moyens

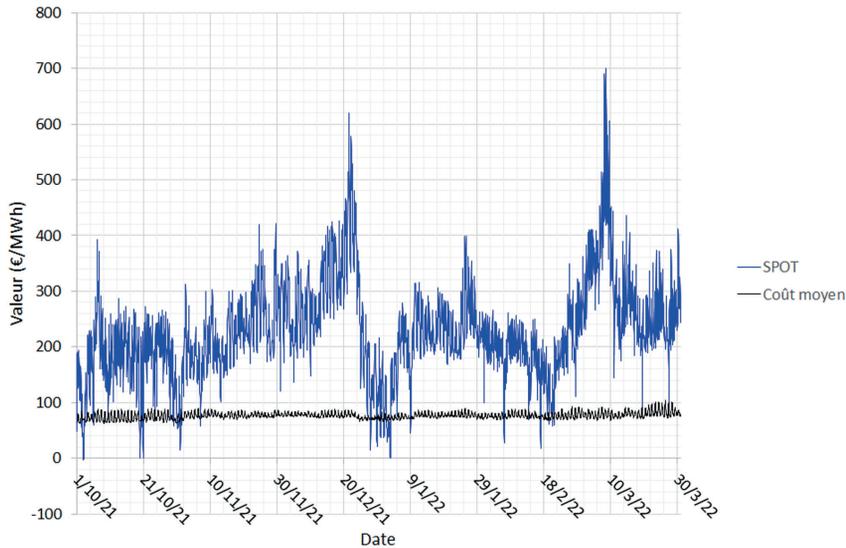


Figure 5. Comparaison du prix spot et du coût moyen de production de l'électricité  $\overline{LCOE}(t)$  sur la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2021 au 31 mars 2022

tout en garantissant des revenus suffisants pour financer les nouveaux équipements.

#### 4. Estimation du TRV sur la base d'un prix de marché fondé sur la moyenne des coûts marginaux

Nous allons expliciter le mécanisme de fixation du TRV calculé par la CRE pour 2022, sur la base d'un prix de gros fondé sur les coûts marginaux [CRE, 2022]. Nous verrons que ce TRV est sensiblement inférieur si le calcul se fait sur la base d'un prix de gros fondé sur la moyenne des coûts marginaux (avec compensation éventuelle). Le coût de fourniture du TRV comprend aujourd'hui deux composantes : une part ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) sur la base de 42 €/MWh, et une part complément marché qui tient compte du prix spot fondé sur les coûts marginaux de production de l'électricité. Le mécanisme de l'ARENH mis en place en 2011 permet aux concurrents d'EDF de bénéficier d'un accès à prix régulé au parc nucléaire d'EDF, mais dans la limite d'un plafond (100 TWh).

Les droits ARENH sont calculés pour chaque fournisseur en fonction de son portefeuille de clients et du profil de leur consommation (consommation en base). Les fournisseurs demandent à exercer leurs droits d'ARENH lorsque le prix de gros est supérieur au prix régulé de l'ARENH et n'en demandent pas ou peu dans le cas contraire; ils n'en ont pas demandé du tout en 2016 quand le prix de gros était sensiblement inférieur à 42 €/MWh. Ces demandes doivent être justifiées et des contrôles sont faits *ex post* par la CRE qui prévoit des rappels de prix voire des pénalités en cas de dépassement excessif de demande.

Le plafond de 100 TWh n'a pas été atteint jusqu'en 2019. C'est seulement à partir de cette date que la demande d'ARENH a dépassé le plafond et il a fallu alors procéder à un écrêtement des demandes. Le régulateur (CRE) attribue les volumes d'ARENH au prorata des demandes faites. Il calcule alors un taux d'écrêtement qui fut de 25 % en 2019 (demande de 133 TWh pour 100 TWh accordés), de 32 % en 2020 et 2021 (demande de 147 TWh), et de 37 % en 2022 (demande de 160,4 TWh). En 2022, les fournisseurs alternatifs n'ont

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

donc obtenu que 63 % en moyenne de leurs demandes d'ARENH. Ils doivent donc se fournir sur le marché de gros pour obtenir le complément marché de leurs offres. Les alternatifs ont néanmoins obtenu une rallonge exceptionnelle de 20 TWh à un prix revalorisé de 46,2 €/MWh début 2022 pour faire face à l'envolée des prix sur le marché de gros et permettre à leurs clients de ne pas subir une trop forte augmentation des prix en offre de marché. L'effet pervers est que ce mécanisme constitue une spirale de la mort pour l'opérateur historique. Plus les fournisseurs alternatifs captent des clients d'EDF, plus ils demandent d'ARENH et plus ils peuvent ensuite concurrencer EDF.

Mais l'effet pervers le plus redoutable de ce mécanisme se situe au niveau de l'application de ce que l'on nomme principe de contestabilité du TRV. Pour éviter que le TRV, calculé par la CRE par empilement des coûts (coût de production, de transport, de distribution et de fourniture du mégawattheure), ne favorise EDF par rapport à ses concurrents, il faut que ce TRV soit contestable par les alternatifs (donc répliquable), ce qui requiert que la part du complément marché du TRV soit identique à celle des offres de marché (OM) proposées par les fournisseurs alternatifs.

Cette contestabilité du TRV conduit à un paradoxe : la structure du TRV ne reflète plus aujourd'hui la structure du mix électrique français, comme le montre le Tableau 3 ci-après, ce qui va à l'encontre du souhait du législateur. Hors écrêtement, les droits ARENH des alternatifs étaient en moyenne de 67 % de la consommation de leurs clients en 2022 (c'est une moyenne car ces droits varient selon le profil des clients). Le complément marché était donc alors de 33 %. La CRE applique ce même partage dans le calcul du TRV ce qui conduit à retenir une part d'ARENH à 42 euros de 67 % et à y ajouter une part complément marché de 33 %. Pour estimer ce complément en 2022, la CRE calcule une moyenne des prix de gros lissés sur les derniers 24 mois soit 91 €/MWh (niveau considéré comme « normal »). Le niveau du TRV (hors charges d'accès aux réseaux et

hors taxes) aurait donc dû être de :  $(0,67 \times 42) + (0,33 \times 91) = 58$  €/MWh hors écrêtement.

Du fait de l'écrêtement, la part ARENH du TRV ne dépasse pas 42 % ( $0,67 \times 0,63 = 0,42$ ). Le coût de la fourniture calculé sur cette base s'élève donc à 18 €/MWh environ (soit  $0,42 \times 42$  euros). Le complément marché est cette fois de 58 % mais prend deux formes : un complément marché calculé sur la base des prix spot avant l'ouverture du guichet ARENH de novembre 2021 et un complément marché calculé sur la base du prix spot entre l'ouverture du guichet ARENH et le 24 décembre 2021 (soit du 1<sup>er</sup> au 24 décembre 2021). Les alternatifs n'ont en effet connu le volume supplémentaire à acheter sur le marché qu'après la date du guichet ARENH et il faut donc appliquer la même structure pour le complément marché additionnel du TRV en utilisant la même logique de prix si l'on veut respecter ce principe de contestabilité.

Si le complément marché hors écrêtement reste bien calculé sur la base du prix spot moyen des 24 derniers mois avant l'ouverture du guichet ARENH (33 % à 91 €/MWh soit 30 €/MWh), le complément marché après écrêtement (25 % du TRV) est quant à lui calculé sur la base des prix de gros du mois de décembre 2021, à une période où les prix de gros se sont envolés du fait de la très forte hausse du prix du gaz. Le prix moyen sur le spot était de 311,05 €/MWh (cf. Tableau 4) durant cette période de référence (du 1<sup>er</sup> au 24 décembre 2021) ce qui donne un complément marché additionnel de 77,76 €/MWh ( $0,25 \times 311,05 = 77,76$ ). Notons que sur la période étudiée ci-dessus (octobre 2021-mars 2022) le prix spot atteignait en moyenne 226,81 €/MWh, soit nettement moins que la moyenne de décembre 2021. Au total, après écrêtement, la part fourniture du TRV de 2022 se monte donc à  $18 + 30 + 77,76 = 125,76$  €/MWh, loin des 58 euros avant écrêtement. À cela il faut ajouter les coûts d'accès aux réseaux de transport-distribution et les taxes, ce qui devrait donner un chiffre proche de 270 €/MWh (27 centimes d'euro par kilowattheure), soit une hausse de 35 % par rapport à l'année

Structure (chiffres 2022)	Mix électrique	TRV hors écrêtement	TRV après écrêtement
Nucléaire	70 %	67 %	42 %
Complément marché	30 %	33 %	58 %

**Tableau 3. Pourcentages utilisés pour le calcul du TRV. Pour le TRV après écrêtement le pourcentage de 58 % se compose de 33 % au prix de 91 €/MWh et 25 % au prix de 311,05 €/MWh.**

En euros/MWh	Moyenne	Maximum	Minimum
Spot	311,05	620,00	120,41
Moyenne des coûts marginaux	59,17	101,42	32,11
Compensation	31,30	63,32	10,55
Coût opérationnel de production de l'électricité	90,47	164,74	42,66
Rente infra-marginale	220,58	455,26	77,75
Coût moyen	78,29	88,28	72,03

**Tableau 4. Valeurs moyenne, maximale et minimale du prix spot, de la moyenne des coûts marginaux, de la compensation, du coût opérationnel de production, de la rente infra-marginale et du LCOE moyen sur la période allant du 1<sup>er</sup> décembre 2021 au 24 décembre 2021 (période de référence de la CRE)**

précédente (le TRV TTC valait 200 euros le mégawattheure environ en 2021).

Si, au lieu de retenir le prix spot (311,05 €/MWh) dans le calcul du complément marché lié à l'écrêtement, on avait retenu le coût opérationnel de production COPE calculé ci-dessus et égal à la somme de la moyenne des coûts marginaux (59,17 €/MWh) et du revenu de compensation (31,30 €/MWh), soit 90,47 €/MWh, le coût de fourniture du TRV aurait été égal à :

$$(0,42 \times 42) + (0,33 \times 91) + (0,25 \times 90,47) = 70,29 \text{ €/MWh}$$

donc bien inférieur au chiffre de 125,76 €/MWh retenu par la CRE. Le prix TTC du mégawattheure aurait donc pu être de l'ordre de 215 €/MWh (21,5 centimes d'euro par kilowattheure), soit une augmentation de 7,5 % par rapport à 2021, contre 35 % observé avec le choix du prix spot. En pratique, le gouvernement a introduit un bouclier tarifaire qui limite à 4 % la hausse du TRV pour l'année 2022, grâce à une baisse de la fiscalité notamment,

mais cette mesure a un coût pour les finances publiques (et pour l'opérateur historique qui a dû accroître de 20 TWh le volume d'ARENH mis à disposition de ses concurrents).

## Conclusion

En conclusion, on peut dire qu'un *merit order* établi sur la base d'une moyenne pondérée des coûts marginaux des centrales appelées, couplé à un mécanisme de compensation destiné à couvrir les coûts variables des centrales les plus coûteuses, permet de réduire la rente infra-marginale, en supprimant une partie de la rente de rareté, dans un contexte où les prix de gros s'envolent. Cela conduit également à une volatilité des prix de gros sensiblement plus faible que celle que l'on observe lorsque les prix sont fixés sur la base des coûts marginaux. Il faut néanmoins s'assurer que la rente infra-marginale disponible alors permettra de financer les coûts fixes du parc ; à défaut, il faudra recourir au marché de capacité pour garantir ce financement. Ainsi, avec un tel système, le prix du mégawattheure rendu consommateur

## Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?

final (cas du TRV) serait aujourd'hui moins élevé que celui obtenu en utilisant un *merit order* établi sur la base des coûts marginaux. Un tel système a pour vocation de faire face à des situations exceptionnelles (prix de gros extrêmes); il peut toutefois poser des problèmes de compatibilité avec les règles européennes de la concurrence et soulever aussi des difficultés de gouvernance au niveau de sa mise en œuvre pratique du fait de sa complexité.

### RÉFÉRENCES

ACER, 2022. ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

CRE, 2022. Délibération N° 2022-08.

Deprost M., 2019. Les différents coûts de production et prix du MWh en résultant, par Jean Fluchère, Enviscope 2019, <https://www.enviscope.com/les-differents-couts-de-production-et-prix-du-mwh-en-resultant-par-jean-fluchere/> (accessed May 20, 2022).

E-CUBE, 2022. Étude sur le développement des PPA en France pour la CRE 2022. <https://www.e-cube.com/post/e-cube-r%C3%A9alise-une-%C3%A9tude-pour-la-cre-sur-le-d%C3%A9veloppement-des-ppa-en-france> (accessed May 20, 2022).

Pototschnig A., Glachant J.-M., Meeus L., Ortigosa P. R., 2022. Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition. Florence.

Les auteurs remercient les rapporteurs anonymes du manuscrit original pour leurs remarques et suggestions très pertinentes.

### BIOGRAPHIES

**JACQUES PERCEBOIS** est professeur émérite à l'Université de Montpellier (UMR ART-Dev). Il enseigne également à l'École des Mines de Paris et à l'IFPEN. Il est l'auteur de nombreux articles et ouvrages, parmi lesquels on peut citer *Énergie : économie et politiques* (Éditions de Boeck, 3<sup>e</sup> édition, 2019) écrit avec Jean-Pierre Hansen, et l'ouvrage *L'énergie racontée à travers quelques destins tragiques* (Éditions Campus ouvert, 2<sup>e</sup> édition, septembre 2021).

**STANISLAS POMMERET** est ingénieur de l'école Nationale Supérieure de Techniques Avancées (énergie électronucléaire, 1987), docteur en Sciences (Chimie-Physique, 1991) et habilité à diriger les recherches (Chimie-Physique, 1998) de l'Université Paris-Sud 11. Il a créé et présidé l'interdivision énergie de la Société Chimique de France de janvier 2015 à décembre 2021. Il préside la Société Chimique de France depuis décembre 2021. Il est l'auteur de plus de 100 publications dans le domaine de la chimie-physique et de l'énergie.

### À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel, *Dominique Finon, Etienne Beeker (n° 662, mai-juin 2022)*
- Le système électrique européen : un modèle caduc, *Claude Desama (n° 651, juillet-août 2020)*
- Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique «décarboné», *Jacques Percebois (n° 649, mars-avril 2020)*

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).