

Pourquoi le prix de marché de l'électricité dépend du prix du gaz

Anne Debrégeas

Un prix fixé au coût marginal pour maintenir l'équilibre du système électrique

Sur le réseau électrique, si la production n'est pas exactement égale à la consommation à chaque instant, cela provoque des coupures en cascade, comme l'Espagne et le Portugal en ont fait l'amère expérience l'an dernier : en 30 secondes environ, la péninsule ibérique s'est retrouvée dans le noir.

Or la consommation est assez contrainte car l'électricité est un bien de première nécessité. Seuls quelques usages peuvent être décalés dans le temps, comme le chauffage des ballons d'eau chaude, ou légèrement réduits momentanément. Mais on ne peut éteindre le frigo, le chauffage en hiver, la plupart des procédés industriels... De plus, l'électricité ne se stocke qu'indirectement, sous forme d'eau dans les barrages ou de batteries, voire d'hydrogène produit à partir d'électricité (par électrolyse de l'eau) pour être réutilisée plus tard dans une turbine électrique.

Pour parvenir à cet équilibre entre production et consommation à chaque instant, lorsque les centrales de production sont détenues par des entreprises dont l'objectif est de faire du profit, le prix de marché doit permettre d'inciter suffisamment de centrales à produire pour répondre à la demande... et pas plus. Il doit donc couvrir le coût supplémentaire qu'engendre la production d'un kilowattheure – on parle de coût variable. Il s'agit principalement du coût du combustible, uranium pour le nucléaire, charbon ou gaz pour les centrales thermiques. Les centrales solaires ou éoliennes ont un coût variable nul : cela ne signifie pas qu'elles ne coûtent rien, mais que le fait de produire de l'électricité n'augmente pas leur coût. Les coûts de construction de la centrale ne font pas partie des coûts variables, car ils sont dépensés – ou échus – que la centrale produise ou non : il s'agit de coûts fixes. Il en est de même de certains coûts de maintenance qui ne dépendent pas de la quantité produite.

Ainsi, le prix de marché est fixé au coût variable de la centrale la plus chère dont on a besoin pour répondre à toute la demande – ou plus exactement pour produire une unité supplémentaire (ce qui revient généralement au même). Ce coût est appelé coût marginal.

Dans les faits, ce prix est déterminé par enchères des différents acheteurs et vendeurs (producteurs, fournisseurs, traders...), organisées par des opérateurs de bourse (principalement EPEX en France). Si le marché fonctionne normalement, chaque acteur enchérit au coût variable de ses centrales. Le prix de marché est fixé par l'opérateur à la dernière enchère permettant de satisfaire la demande, c'est-à-dire au coût marginal du système électrique à chaque instant. C'est à ce prix que se font les transactions (et donc que sont rémunérés les producteurs), quel que soit le prix auquel ils ont enchéri. Ce système est appelé « Pay as clear ».

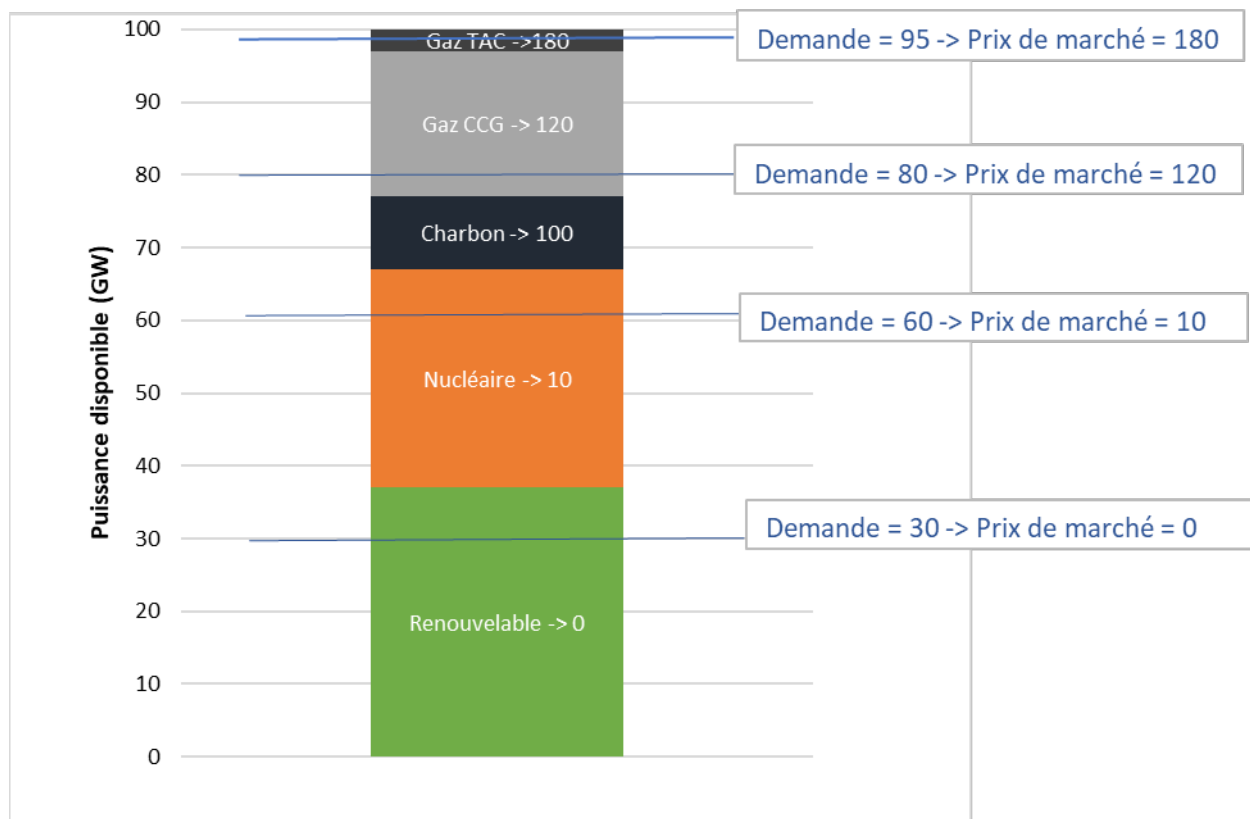
Exemple :

Dans l'exemple ci-dessous, si la demande à un instant donné est de 95 Gigawatts (GW), on a besoin de toute la production renouvelable, nucléaire, à charbon et Cycle Combiné Gaz disponible, mais également une partie de la production des Turbines à Combustion Gaz, les moins performantes donc avec le coût variable le plus élevé. C'est donc lui qui va déterminer le prix de marché, soit 180 €/MWh dans notre exemple. Car si le prix est fixé à moins de 180 €/MWh, les Turbines à Combustion Gaz ne démarreront pas, ce qui entraînera un déséquilibre et donc des coupures massives.

En revanche, si à un autre moment, la demande n'est que de 80 GW, il n'est pas nécessaire de faire appel aux TAC Gaz, donc le prix sera fixé par les centrales CCG (Cycles Combinés Gaz), plus performantes, dont le coût variable est de 120 €/MWh.

Si la demande descend à 60 GW, la production renouvelable (solaire, éolien, hydraulique non stockable) suffit et le prix de marché est déterminé par le coût variable du nucléaire, soit 10 €/MWh.

Et si la demande est à 30 GW, la production renouvelable suffit, le prix de marché est nul.



Un prix européen lorsque le réseau n'est pas saturé

Le réseau étant interconnecté à l'échelle européenne et le marché « couplé » (ou intégré), le prix de marché est européen : les centrales démarrent donc en fonction de leur coût variable partout en Europe, de la moins chère à la plus chère, ce qui permet en théorie un

fonctionnement optimisé : le coût de production global est le moins cher possible puisque seules les centrales les plus performantes fonctionnent à chaque instant, partout en Europe.

La réalité est plus complexe : des saturations des lignes d'interconnexion peuvent amener certains pays à démarrer des centrales plus chères dans leur pays, faute de pouvoir importer. On a alors des écarts de prix de marché entre pays.

Par ailleurs, il faut ajouter aux coûts de combustible d'autres éléments comme des coûts de démarrage des centrales et tenir compte de contraintes diverses comme la vitesse de démarrage ou d'arrêt, le nombre de modulations possibles (variations de puissance) des centrales nucléaires, etc. Cela peut conduire à des prix négatifs car il peut s'avérer plus cher d'arrêter une centrale quelques heures que de la laisser produire.

Certaines productions se voient affecter un coût « fictif » pour les inciter à produire au meilleur moment. C'est le cas par exemple des barrages hydroélectriques, qui disposent d'une énergie gratuite (l'eau) mais en quantité limitée. Ce coût fictif correspond au coût qu'on pourrait éviter dans le futur (estimé à partir de scénarios) : on parle de valeur d'usage, ou coût d'opportunité. Il est lui-même souvent dépendant du prix du gaz car la production des barrages, bien que gratuite, pourra remplacer la production d'une centrale à gaz.

Enfin, en cas de production insuffisante, on associe un coût arbitraire de plusieurs milliers d'euros à la coupure (ou « défaillance »).

Mais globalement, le principe demeure : le prix de marché est déterminé par le coût variable de la centrale en fonctionnement la plus chère à chaque instant, à l'échelle européenne. Cette centrale étant généralement une centrale à gaz peu performante, voire un barrage hydroélectrique valorisé au coût d'opportunité (valeur d'usage), son coût variable, appelé coût marginal, est déterminé par le prix du gaz. C'est pourquoi, même si la part des centrales à gaz est faible, le prix de marché de l'électricité est très fortement dépendant du cours du gaz, spéculatif et très volatile.

Cette dépendance est renforcée par le fait que même lorsque la capacité renouvelable et nucléaire est suffisante pour répondre à la demande, il est souvent nécessaire de maintenir en fonctionnement une centrale à gaz car, étant flexible, elle permet de suivre l'évolution de la consommation, ce que ne peut pas faire rapidement le nucléaire ou les centrales éoliennes et solaires.

Cependant, avec le développement de la production éolienne et surtout solaire à coût variable nul, on constate de plus en plus d'heures pour lesquelles le coût marginal, et donc le prix de marché, est nul. Mais dans son [Bilan Prévisionnel sorti en juillet 2024](#), le gestionnaire de réseau RTE estimait que le prix de marché resterait très majoritairement déterminé par le gaz l'essentiel du temps : « *Les simulations du fonctionnement du système électrique sur la période 2025-2035 conduites par RTE montrent que **les prix des marchés de gros devraient rester déterminés par le coût variable des filières thermiques – et, par conséquent, par le prix du gaz, du charbon et du CO2 – l'essentiel du temps [...] Dans le scénario [de référence], cette part est évaluée à plus de 75 % du temps à moyen terme, alors même que la production d'électricité française sera assurée à plus de 95 % par des moyens décarbonés – renouvelables et nucléaire – et caractérisés par de faibles coûts variables.***

Pourquoi, actuellement, les prix de marché de l'électricité ne flambent-ils pas à la suite des prix du gaz ?

Comme nous l'avons vu, lorsque les interconnexions ne sont pas saturées, le prix de marché est le même partout en Europe. Cela signifie que, contrairement à une légende urbaine très solidement établie, même lorsque la France exporte, si les lignes d'interconnexion ne sont pas saturées, le prix de marché de l'électricité français peut être déterminé par une centrale à gaz à l'étranger.

Mais depuis la crise au Moyen-Orient, bien que les prix du gaz aient significativement augmenté (d'environ 40 % à ce jour), les prix de marché de l'électricité ne suivent pas en France (environ +10 %). Ce décrochage n'est pas liée à la mise en place de mesures correctrices qui auraient permis de découpler les prix de l'électricité et du gaz, mais à une situation conjoncturelle insatisfaisante : le retard dans l'électrification des usages, et donc dans la décarbonation pourtant nécessaire, ainsi que la poursuite de la désindustrialisation, a conduit à une stagnation de la consommation d'électricité face à une production qui augmentait, créant une surproduction importante : la France exporte au point de saturer très souvent les interconnexions avec les autres pays. Elle ne peut plus accéder aux productions à gaz hors de France. La dernière centrale disponible devient souvent une centrale renouvelable (qui a connu un fort développement) ou nucléaire, donc à un coût marginal très faible de nombreuses heures de la journée. Cette situation peut paraître enviable mais un parc surdimensionné coûte cher – et les coûts devront être supportés par le contribuable ou l'utilisateur. D'un point de vue écologique, c'est également un gâchis de ressources.

En clair, la situation de surproduction actuelle, non pérenne, conduit à faire baisser les prix de marché mais au prix d'un gâchis écologique et financier. Aucune mesure structurelle n'a permis de réformer le marché pour éviter durablement des flambées, et la Commission européenne a multiplié les sommets, face à cette menace, pour tenter de proposer de nouvelles mesures, sans trouver de solution.

Une théorie mise en défaut

Le prix de marché de l'électricité est déterminé par le coût marginal, c'est-à-dire le coût variable de la centrale la plus chère en fonctionnement à chaque instant en Europe, et non en fonction du coût de production moyen de l'électricité, intégrant l'ensemble des coûts fixes et variables des différentes centrales.

Intuitivement, cette non-réconciliation entre prix et coûts devrait poser des difficultés car, si le prix de marché est supérieur au coût de production, le consommateur paie trop, et s'il est plus faible, le producteur vend à perte. Cela est d'autant plus problématique que les coûts fixes représentent une part écrasante du coût total de production : 80 à 90%, et même 100% pour la production renouvelable. De plus, ces coûts fixes sont eux-mêmes constitués en grande partie de coûts d'investissement sur le très long terme. Il est donc essentiel, pour les investisseurs, d'avoir une visibilité sur leurs revenus et une garantie qu'ils couvriront bien leurs dépenses.

Comment donc a-t-on pu imaginer que ce prix de marché pouvait offrir les garanties nécessaires aux producteurs comme aux consommateurs ?

Une théorie dite de « convergence des coûts marginaux » a pour cela été invoquée par les promoteurs du marché : sous certaines hypothèses, le coût marginal (donc le prix de marché) serait égal, en moyenne sur une longue période, au coût moyen de production de chaque

centrale. Et par exemple, quand le prix de marché est fixé à 180 €/MWh par une centrale à gaz peu performante, l'écart entre ce prix et le coût variable de la centrale nucléaire (10 €/MWh), appelé « rente infra-marginale », permettrait de financer les coûts fixes de la centrale nucléaire, notamment son coût de construction et de maintenance. Selon cette théorie, si le prix de marché (correspondant au coût marginal) devenait plus élevé que le coût complet – fixe et variable – d'une centrale, un investisseur en construirait. Et inversement, si ce prix de marché baissait en dessous du coût complet de la centrale, l'investisseur la revendrait en pièces détachées... Évidemment, les hypothèses sont sans rapport avec la réalité : on ne peut pas construire et détruire des centrales en temps réel pour s'adapter aux évolutions – très erratiques et imprévisibles – du prix de marché.

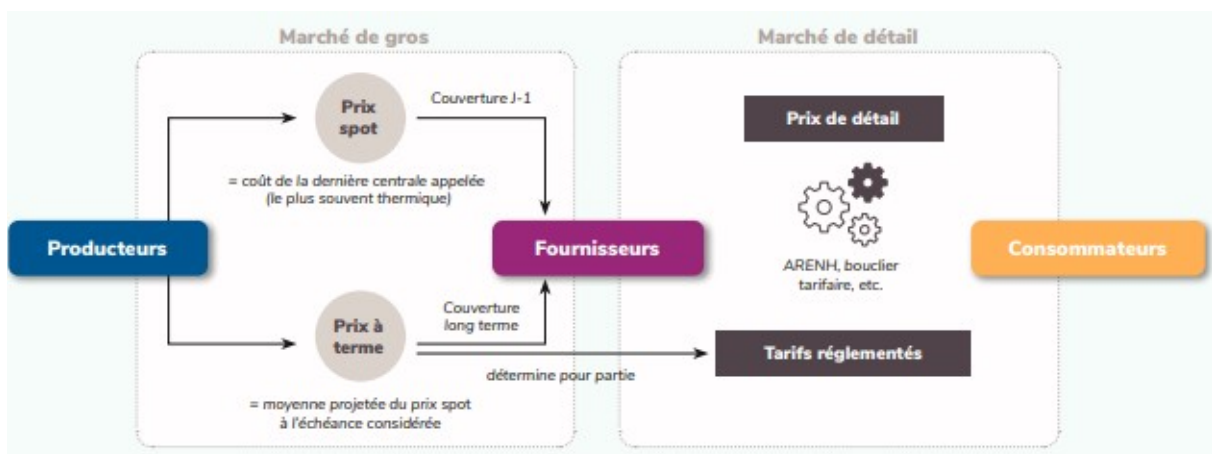
Cette théorie n'est jamais applicable, quelle que soit la part du renouvelable, du nucléaire, du gaz. Contrairement à certaines rumeurs, ses pères dont Marcel Boiteux, ancien dirigeant d'EDF opposé à la libéralisation, ne l'ont jamais utilisée pour fixer le prix de vente de l'électricité au coût marginal.

Finalement, la concurrence, avec des producteurs recherchant le profit, conduit à une impasse : le prix de marché doit correspondre au coût marginal pour déclencher le bon volume de production à chaque instant... Mais il n'est pas le bon prix d'échange entre producteurs et consommateurs puisqu'il est déconnecté du coût de production. Et de plus, il est particulièrement volatil et incontrôlable.

Prix de gros et prix de détail

Le prix de marché développé précédemment correspond au prix de gros, c'est-à-dire au prix auquel les fournisseurs achètent l'électricité aux producteurs (plus généralement, c'est le prix d'échange entre professionnels).

Il se décline à différents horizons de temps : il est possible d'acheter son électricité la veille, voire quelques heures avant (c'est le marché spot), ou plus longtemps à l'avance, jusqu'à 3 ans : c'est le marché à terme, sur lequel se font l'essentiel des achats. Mais ces différents horizons de temps sont interdépendants, puisque les acheteurs ont le choix d'acheter maintenant pour plus tard ou d'attendre la veille. Donc les prix à terme sont la moyenne estimée par les différents acheteurs et vendeurs des prix spots futurs (avec éventuellement, une prime de risque, puisqu'acheter à l'avance évite certains risques). Donc tous les prix de marché, spot et à terme, correspondent à peu près au coût marginal.



Source RTE

Le marché de détail est, lui, le lieu d'échange entre fournisseurs et consommateurs. À la différence du marché de gros, il ne s'agit pas d'une bourse mais d'un ensemble de contrats proposés par les différents fournisseurs : offres de marché instaurées par la libéralisation du secteur, dont le prix est fixé librement par les fournisseurs ou, pour les particuliers et très petites entreprises, tarif réglementé par l'Etat¹ (vestige de l'ancien temps, profondément modifié).

La facture d'électricité se compose de trois parts :

- les taxes : TVA, Accise², CTA³ ;
- une part Réseau, calculée en fonction des coûts de RTE et Enedis sur la base d'un tarif public⁴ ;
- une part Énergie, qui correspond principalement au financement de la production et inclue les coûts de commercialisation.

Ces trois parts respectives varient selon les années et le type de consommateurs. Pour les particuliers, elles étaient proches de trois tiers avant la crise. La part Énergie a augmenté fortement pour redescendre autour de 40 %.

Nous n'évoquons dans la suite que la part Énergie.

D'une tarification basée sur les coûts à une tarification basée sur les prix de marché

Les fournisseurs s'approvisionnant au prix de gros, celui-ci se répercute nécessairement sur les factures des consommateurs, éventuellement avec un lissage sur quelques mois ou années. C'est même exigé par l'Union européenne, conformément au dogme de la concurrence.

Ainsi, les directives européennes d'ouverture du secteur électrique à la concurrence ont imposé une disparition progressive des tarifs réglementés par l'État, assis sur le coût de production moyen de l'électricité en France et qui s'appliquaient jusqu'en 2000 à tous les usagers. Ces tarifs réglementés ont progressivement été remplacés par des « offres de marché » à un « prix librement négocié » auprès des fournisseurs, qui répercutent à leurs clients le prix de marché.

Les tarifs réglementés de vente qui subsistent encore pour les plus petits consommateurs (particuliers et très petites entreprises et communes), appelés à disparaître à terme, ont été dénaturés : les tarifs réglementés doivent aujourd'hui garantir leur *contestabilité*, c'est-à-dire la « *faculté pour un opérateur concurrent d'EDF [...] de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés* »⁵. Il s'agit donc de les rendre suffisamment élevés pour permettre la concurrence ! Pour ce faire, ces tarifs réglementés reflètent aujourd'hui non plus les coûts de production mais les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, qui achètent leur électricité sur le marché de gros⁶. Les tarifs réglementés sont donc partiellement indexés, eux aussi, aux prix de marché !

¹ Appelés TRV pour Tarif Réglementé de Vente

² Servant à financer le soutien aux énergies renouvelables, aux zones non interconnectées (hors métropole) à l'effacement et à des dispositifs sociaux

³ Contribution à la Caisse nationale de retraite des Industries Electriques et Gazières

⁴ Le TURPE pour Tarif d'utilisation du Réseau public d'électricité.

⁵ Commission de Régulation de l'énergie, 2022.

Conséquence : des crises à répétition

Aucun marché n'est parvenu à résoudre cette quadrature du cercle : inciter les producteurs à produire à chaque instant le bon volume d'électricité tout en les rémunérant au juste prix, c'est-à-dire à un prix reflétant leur coût de production. Dans tous les pays ayant mis en concurrence leur électricité, les marchés sont incessamment corrigés, « régulés », patchés, sans jamais parvenir à une solution satisfaisante, c'est-à-dire à un prix juste et stable. Tout simplement parce que c'est impossible.

En France et en Europe, comme ailleurs, l'histoire du marché est jalonnée de crises, plus ou moins violentes, alternant difficultés financières des producteurs lorsque les prix sont inférieurs aux coûts de production et difficultés pour les consommateurs lorsque les prix de marché grimpent.

La crise de 2021-2024 a été particulièrement violente en Europe. Beaucoup d'entreprises et de communes ont vu leur facture multipliée par 3, 4, voire 10, alimentant l'inflation et entraînant faillites, délocalisation de certaines industries, coupes dans l'investissement et les budgets des communes...

Cette envolée des factures d'électricité a été déclenchée par la flambée du cours du gaz, liée à la reprise post-covid à partir du printemps 2021, puis aggravée par la guerre en Ukraine. À cela s'est ajouté l'arrêt de nombreuses centrales nucléaires françaises en raison d'un défaut générique de corrosion sous contrainte, faisant craindre un risque de manque de production (le *coût de la défaillance* faisant flamber le prix de marché). Et également, probablement, des phénomènes spéculatifs qui ont alimenté l'envolée.

C'est bien le prix de marché qui a flambé, pas les coûts de production, même si ceux-ci ont augmenté temporairement. **Si l'on était resté dans le cadre d'un service public régulé avec des tarifs de l'électricité basés sur les coûts de production, il n'y aurait pas eu de crise** et cette augmentation des coûts (+40 % pour la seule année 2022, « culminant » à 110 €/MWh en moyenne) aurait été amortie par une hausse temporaire des factures d'environ 10 %, sans aide d'État. Au lieu de cela, les prix de marché ont flambé, sur le marché spot comme sur le marché à terme où il a dépassé les 1100 €/MWh à l'été 2022 (pour l'achat d'une quantité fixe d'électricité pour l'année suivante). Le prix lissé sur deux ans entrant dans le calcul du tarif réglementé de vente a atteint 237 €/an et les grandes entreprises ont payé en moyenne près de 200 €/MWh en 2023, obligeant l'État à intervenir avec un bouclier tarifaire et d'autres mesures. Finalement, La collectivité a payé au moins 37 Md € de trop, par rapport aux coûts, entre 2022 et 2024, d'après la Cour des comptes, pour alimenter les profits énormes des énergéticiens.

Perspectives

Cette crise majeure, aux conséquences économiques et sociales lourdes, n'a pas provoqué d'électrochoc. Et malgré les nombreuses annonces, malgré une réforme européenne du marché de l'électricité, rien n'a changé, ou presque. Les prix de l'électricité restent exposés aux soubresauts du prix du gaz et à divers facteurs incontrôlables.

⁶ Jusqu'à décembre 2025, ils pouvaient également accéder à l'ARENH (Accès régulé à l'Électricité nucléaire historique) à un tarif régulé, qui entrait donc pour partie dans le calcul du Tarif réglementé de vente aux consommateurs.

Il est urgent de revenir à une gestion efficace du système électrique, avec des prix stables et équitables pour tous les usagers, permettant de garantir le financement au plus juste des investissements. La seule solution passe par un service public de l'électricité, sans fournisseurs en concurrence, reposant sur une propriété publique des moyens de production, un financement, une tarification et une gestion publics. Cette solution ne présume en rien des choix énergétiques, elle ne remet pas en cause l'organisation des échanges européens, elle est compatible avec un contrôle citoyen. Elle est simple à mettre en œuvre et décrite de manière détaillée⁷. Seule manque la volonté politique de gérer ce bien essentiel dans l'intérêt général et non au profit de quelques entreprises privées.

Anne Debrégeas est porte-parole de la Fédération SUD-Énergie, Ingénieure de recherche à EDF en économie et fonctionnement du système électrique.

⁷ Note de l'Institut La Boétie et Note d'Attac, « L'énergie est notre avenir, socialisons-la »