



Aberration de la régulation du marché de l'électricité France et Europe - juillet 2023

La CRE, la Commission de régulation de l'Energie en France, apporte le 19 juillet 2023 (délibération numéro 2023-200 en date du 13 juillet 2023) des données importantes sur l'aberration de la régulation existante du marché de l'énergie en France et en...

Publié par Bernard Maillard sur 24 Juillet 2023

Source : [LE BLOG DE MALICORNE](#)

« Journal d'un citoyen français, militant de la vie et de la liberté »

La CRE, la Commission de régulation de l'Énergie en France, apporte le 19 juillet 2023 (délibération numéro 2023-200 en date du 13 juillet 2023) des données importantes sur l'aberration de la régulation existante du marché de l'énergie en France et en Europe au regard des deux luttes prioritaires et conjointes, contre le risque climatique et pour le maintien du pouvoir d'achat du consommateur et du contribuable.

Le montant total des charges prévisionnelles liées aux **boucliers et amortisseurs à compenser au titre de 2023** s'élève suivant la CRE à 24 911,6 M€, dont **23 561,1 M€ pour les fournisseurs d'électricité**. Les coûts prévisionnels pour 2024 ne sont pas encore établis, les dispositifs n'étant pas établis à ce stade pour 2024. Ce coût pour la puissance publique des boucliers et amortisseurs pour la seule année 2023 représente la moitié du coût d'investissement des 6 prochains EPR2 à Penly, Gravelines et Bugey dont les conditions réglementaires de financement ne sont toujours pas à ce jour établies.

Le montant total des **charges prévisionnelles de service public de l'énergie** au titre de 2024 pour les finances publiques est par ailleurs évalué par la CRE, à **un coût prévisionnel de 696,0 M€ pour 2024** après une « charge négative » pour les finances publiques de 1 687,3 millions d'euros en 2023, les **montants très élevés constatés sur les marchés de gros de l'électricité ayant induit ces « charges négatives »**.

Ainsi, nous sommes **dans la pleine illusion** d'un gain induit pour la puissance publique par les dispositifs de soutien public pour la production intermittente de production d'électricité alors que la puissance publique compense par ailleurs, à un coût particulièrement très élevé, des aberrations de la régulation de marché.

Cette **régulation demeure particulièrement éloignée des fondamentaux économiques de long terme.**

Elle ne permet pas de déployer les nécessaires conditions réglementaires et financières de renouvellement de l'**indispensable parc de production pilotable décarbonée d'électricité** pour la lutte contre le risque d'effet climatique.

...

<https://malicorne.over-blog.com/2023/07/aberration-de-la-regulation-du-marche-de-l-electricite-france-et-europe-juillet-2023.html>

Commentaires (Bernard MAILLARD)

La mécanique, est perverse mais très subtile. Il est important de disposer des chiffres et des éléments qui la structure

1/ On brise le monopole d'EDF considérant qu'un monopole public ne peut pas exister et être performant (alors qu'il apporte en 2010 l'une des électricités décarbonées les plus compétitives d'Europe - pour mémoire, le coût pour le particulier et le petit professionnel en France était de 128 euros le MWh, tout compris, énergie, transport et distribution et taxes diverses), l'objectif poursuivi c'est l'ouverture à la concurrence pour faire développer de nouveaux entrants.

Pour ce faire, on fait brader la production nucléaire du monopole public à des fournisseurs dits alternatifs à un prix Arehn fixe depuis 11 ans de 42 euros le MWh et les acteurs vont saisir "les opportunités de marché", le Groupe EDF étant obligé de se ressourcer sur le marché qui augmente, notamment pour les pertes sur le réseau (10 TWh pour RTE et 30 TWh pour Enedis) et pour "backer" sur le marché le tarif réglementé qui demeure pour les particuliers et les petits professionnels pour ne pas que le tarif réglementé demeure le plus compétitif...et pouvoir ainsi laisser la place "aux nouveaux entrants".

2/ Le nucléaire, qui permet à un monopole public d'être performant (avec d'autres contreparties , compétences industrielles préservant la sûreté nucléaire en première des priorités et engagement de long terme dans la puissance publique), est à abattre, on ferme Fessenheim (12 TWh par an) , on soutient l'entrée de nouveaux entrants intermittents à coups de subventions (éolien terrestre encore soutenu à 100 Euro le MWH en 2024, l'éolien maritime à 190 euros le MWh en 2024 (même si des annonces pour un couplage en 2031 sont faites à 45 Euros le MWh...), le photovoltaïque à 244 Euros le MWH cf. délibération CRE 2023-200 du 13 juillet 2023 qu'il faut bien financer, avec les impacts sur le réseau et la disponibilité du pilotable qui vont nécessairement avec pour garantir l'équilibre temps réel entre la demande et production d'électricité.

3/ Comme les prix de marché s'envolent, on fait croire à des "gains" , un "jackpot" pour la puissance publique des énergies intermittentes soutenues, alors que ces énergies sont très largement subventionnées par des mécanismes en cascade, la CSPE prélevée sur les factures d'électricité étant insuffisante, les compensations se font désormais en direct sur le budget de l'Etat, avec des flux financiers particulièrement opaques sans permettre d'établir quels sont les bénéficiaires in fine de ces montants financiers (plusieurs centaines de milliards d'euros en jeu).

<https://www.lefigaro.fr/conjoncture/31-milliards-d-euros-les-energies-renouvelables-jackpot-pour-l-etat-20221108>

4/ Les prix s'envolant pour le particulier et les entreprises, à des prix complètement en dehors des réalités économiques du coût économique de production (qu'il soit, pour la France, hydraulique, nucléaire, éolien ou photovoltaïque), (plus de 1000 euros le MWH pour le ruban 2024 à l'été 2022) on établit des boucliers tarifaires qui coûtent un montant démesuré à la puissance publique, sans aucunement agir à la cause de ces prix élevés.

Ce coût est de 25 milliards d'euros, en 2023, pour financer les fournisseurs (tous les fournisseurs et pas seulement EDF), cf. délibération 2023-200 de la CRE en date du 13 juillet 2023.

5/ Lorsque EDF fait face à un alea industriel (la corrosion sous contrainte sur certains de ses réacteurs les plus récents), et que la disponibilité nucléaire est la plus basse depuis de très longues années, ainsi que sa productibilité hydraulique du fait de la sécheresse en 2022, le Groupe subit de plein fouet en 2022 le choc de ces prix de marchés élevés. Après avoir bradé sa production nucléaire à 42 Euros le MWh et une partie à 46 MWh à la demande complémentaire du Gouvernement, le Groupe est obligé d'aller se sourcer sur les marchés délirants. Le coût pour EDF de la très faible disponibilité du nucléaire en 2022 s'est traduit par un impact de 29 milliards sur son Ebitda compte tenu, pour l'essentiel, des achats rendus nécessaires dans un contexte de prix de marché très volatils et très élevés. La dette d'EDF s'établit alors à 65 milliards d'euros, mais EDF continue à être obligée en 2023 et peut être encore 2024 de mettre à disposition l'Arenh à 42 euros le MWH en 2023....

6/ Le montant de l'investissement nécessaire des 6 EPR 2, 52 milliards d'euros, est inférieur à la somme de la perte de l'Ebitda d'EDF en 2022 et du cout pour l'Etat des boucliers tarifaires en 2023.

Et les Pouvoirs publics s'interrogent encore comment financer ces EPR 2 pourtant indispensable pour renouveler la nécessaire base pilotable décarbonée de la production d'électricité en France ???

Mais estiment prioritaires de soutenir un très important programme de développement d'énergies intermittentes pour plusieurs centaines de milliards d'Euros (en incluant les nécessaires investissements dans le réseau pour l'intégration dans le système électrique) alors que l'électricité française est l'une des plus décarbonées d'Europe ????