

Dates clefs

Dates clefs du marché européen de l'énergie

1958

1. Création de
l'UCTE (Union for the
Coordination of
Transmission of
Electricity)

1996

2. Première directive
européenne sur
l'électricité (96/92/CE)

2007

3. Ouverture
complète
des marchés
de l'électricité

2010

4. Début du
marché intra
journalier
européen

2018

5. Paquet "Une
énergie propre
pour tous les
Européens"

2023

6. Réforme du
marché européen
de l'électricité

Principe général



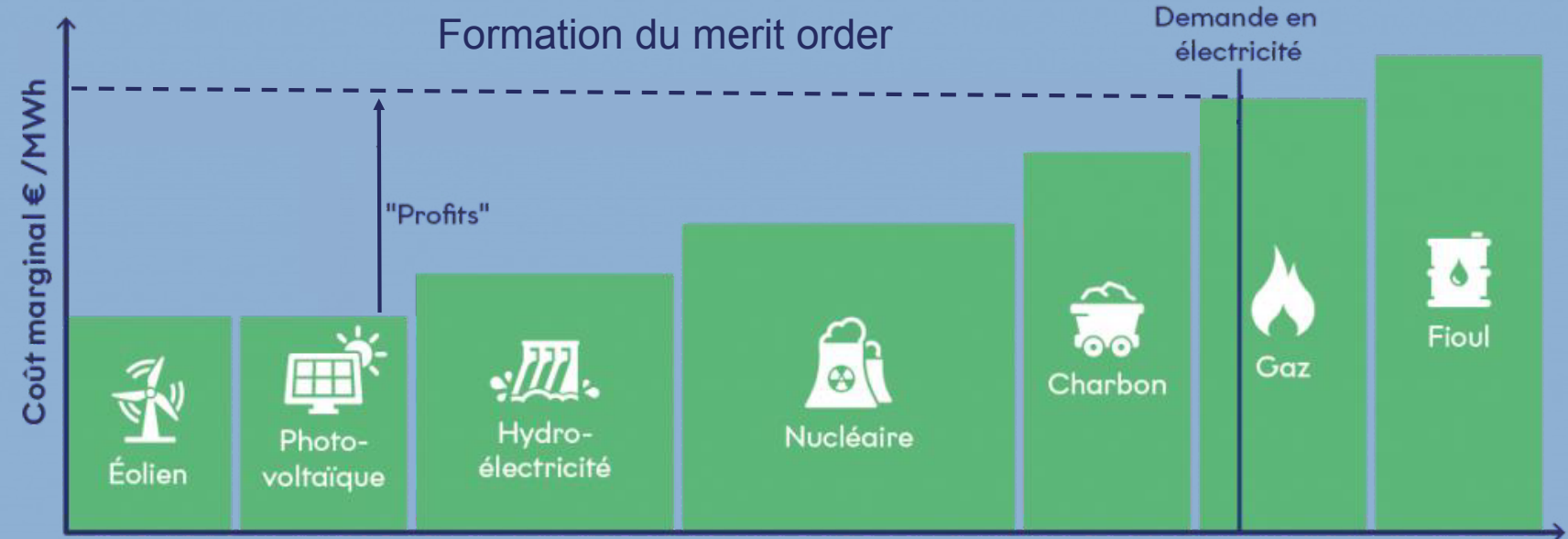
L'électricité est un bien **difficilement stockable** dont la demande sur le réseau fluctue en permanence. L'enjeu du marché européen de l'électricité est de coordonner la production pour qu'elle réponde exactement à la demande.

Les différents acteurs de ce marché sont : les **producteurs** qui détiennent les centrales, les **fournisseurs** qui achètent l'électricité aux producteurs pour la revendre aux consommateurs, les **négociants** qui spéculent sur le marché. Le transport d'électricité et la distribution d'électricité sont respectivement assurés par RTE et ENEDIS.

Le Marché SPOT

Le marché **SPOT** fixe le **prix de l'électricité** sur les bourses 24h en avance. Pour ce faire, tous les fournisseurs indiquent la quantité d'électricité horaire qu'il leur reste à acheter pour pouvoir répondre à la demande du lendemain. Les producteurs renseignent simultanément la puissance électrique qu'ils pourront produire à chaque heure de la journée et leurs coûts marginaux associés. Ensuite, le marché réalise un **merit order** i.e. un programme d'appel aux **producteurs classés par coût marginal croissant**. Une fois la demande prévisionnelle en électricité atteinte, le prix de marché est **fixé** par le coût du **dernier mode de production appelé** pour y répondre. Cette **tarification au coût marginal** permet de coordonner les producteurs en concurrence autour d'un **prix unique**. Toute centrale non marginale réalise une marge servant à couvrir ses coûts fixes et dégager un bénéfice.

Formation du merit order



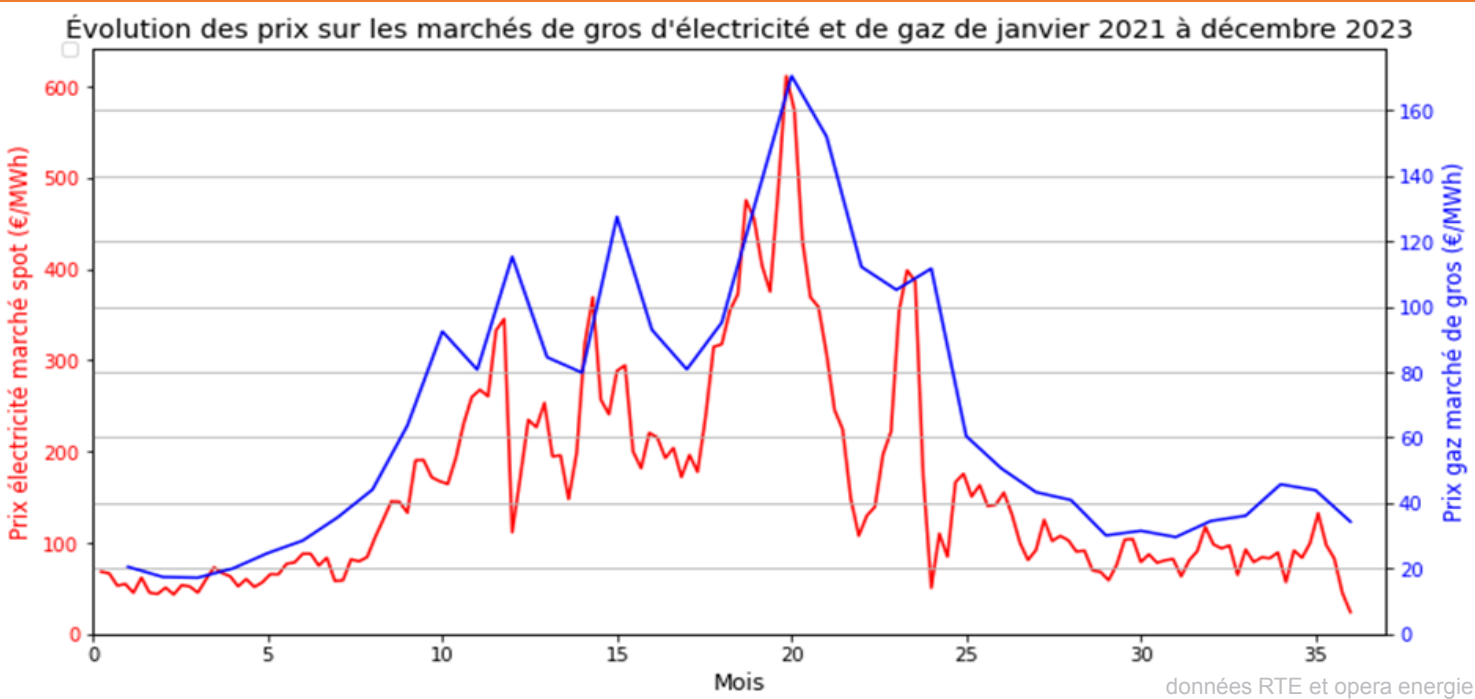
Dans cet exemple, les modes de production appelés sur l'intégralité de leur capacité sont l'éolien, le photovoltaïque, l'hydroélectricité, le nucléaire et les centrales à charbon. Une partie des centrales à gaz est appelée pour couvrir la demande prévisionnelle, ce sont donc les centrales marginales fixant par la même occasion le prix horaire de l'électricité.

Volatilité du marché de gros



Les énergies **fossiles pilotables**, en particulier le gaz, jouent un rôle **surreprésenté** dans la fixation des prix de l'électricité. En 2022, les centrales à combustible fossile ont fixé le prix du spot **86%** du **temps** alors qu'elles n'ont généré que **34%** de la **production** électrique européenne.

La vulnérabilité du marché de gros s'est révélée lors de la **guerre en Ukraine**, en même temps que la mise à l'**arrêt** temporaire d'une partie du parc **nucléaire** français due à des problèmes de **corrosion** sous contrainte. Lors de cette crise, l'**explosion du prix du gaz** s'est directement répercutée sur le marché spot :



Difficulté à investir dans les centrales pilotables



La structure actuelle du **marché européen de l'électricité** ne favorise pas les investissements vers les nouvelles **centrales pilotables** (au gaz principalement). En effet, une centrale qui fixe le prix à son **coût marginal** ne génère **pas de profit**, car ce dernier ne suffit qu'à couvrir ses **coûts de fonctionnement**. Les centrales à gaz ne peuvent par ailleurs pas fixer leur prix très au-delà du coût marginal, sans quoi elles ne sont **pas appelées**, concurrencées par d'autres centrales **moins chères**.

Enfin, le **déploiement des ENR**, des batteries et des diverses **capacités de stockage** à leur profit tend à **lisser les prix vers le bas** sur de longues périodes de l'année (sauf en hiver), ce qui **limite la rentabilité des centrales à gaz** qui sont de moins en moins appelées. Cette situation peut faire encourir un risque sur la capacité à **subvenir aux besoins** lors des pics de consommation. Pallier ce problème permettrait aussi de **minimiser** le recours à l'**effacement**.



Le marché à terme



L'électricité de gros s'échange par des **contrats bilatéraux** à long terme avec des échéances allant de la semaine à plusieurs années. Ils permettent de **limiter les risques** en fixant les prix et ainsi d'engager des **investissements**.

Pour garantir un marché équitable, les fournisseurs alternatifs ont accès à l'**ARENH** (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) :

100 TWh/an d'électricité nucléaire à un **tarif avantageux** actuellement fixé à 42€/MWh, cette subvention peut varier selon les années.



DÉFAILLANCES

Impact des ENR

Le déploiement des énergies renouvelables **intermittentes** s'appuie sur des dispositifs comme les **contrats à long terme**, garantissant des **revenus stables** dans le temps ce qui **perturbe** les marchés de l'électricité. En raison de leurs **coûts marginaux quasiment nuls**, les ENR abaissent fortement les prix sur le marché spot, parfois jusqu'à zéro, réduisant la rentabilité des technologies classiques et se cannibalisant leurs propres revenus.



Cela accentue la **variabilité** des prix, alternant entre périodes prolongées de prix bas et pics élevés, augmentant ainsi les **risques** pour tous les acteurs. De plus, la conception historique du marché, **pensée pour les centrales pilotables**, s'avère **inadéquate** pour un système **dominé par les ENR**, rendant difficile le **financement des équipements flexibles** indispensables pour compenser leur intermittence.

Limiter la volatilité

La **flexibilité** de la demande nette est un **puissant levier** pour réduire la **volatilité** des prix de l'électricité du marché européen.

La recharge nocturne ou au moment du pic solaire de midi des **voitures électriques**, leur décharge aux heures de pointe, les forfaits **EDF Tempo**, et le pilotage intelligent de la consommation sont des outils potentiels pour assouplir le réseau.



Des technologies comme les batteries, les réseaux de chaleur, et les électrolyseurs d'hydrogène pourraient **lisser** l'écart de demande entre les heures **pleines** et les heures **creuses**.



Favoriser les contrats à long terme

La réforme adoptée par le parlement Européen en avril 2024 vise à **stabiliser** les prix pour ainsi réduire les risques liés au marché et faciliter le **développement des ENR**. Elle encourage deux formes de contrats à long terme :

- Les **PPA** (power purchase agreement) : contrats **directs** entre producteurs et gros consommateurs industriels.

- Les **CfD** (contrats pour différence) : contrats compensatoires **bidirectionnels**. Un **prix fixe** est convenu **entre l'état et le producteur**. Lorsque les prix du marché sont supérieurs au prix fixé, le producteur **verse la différence** à l'état. Inversement, lorsque les prix du marché sont inférieurs au prix fixé l'état verse la différence au producteur. Le prix, fixé par un CfD, est calculé autour du **coût complet moyen de la centrale**.

