

# **NOTE PÉDAGOGIQUE ET TECHNIQUE SUR LA REFORME DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ**



Étude réalisée par Céleste Grillet, Consultante, Marion Subtil, Consultante,  
Igor Arduin, Consultant Senior et Alexandre Joly, Manager.

En partenariat avec  elmy

# Table des matières

<b>Synthèse</b> .....	4
-----------------------	---

## **Présentation du marché de l'électricité - partie pédagogique**

<b>L'ouverture du marché de l'électricité en France et perspectives</b> .....	6
Des outils d'intervention publique nécessaires au cas français.....	6
Quels enjeux à venir pour la France ? .....	9
<b>Le fonctionnement du marché de l'électricité</b> .....	10
<b>Équilibre offre-demande et formation des prix</b> .....	12

## **La réforme du marché de l'électricité - partie technique**

<b>Une crise énergétique caractérisée par des indicateurs conjoncturels mais liée à des dysfonctionnements bien plus structurels</b> .....	16
<b>Un consensus sur les limites et grandes évolutions à entrevoir sur le marché de l'électricité dans un contexte de transition énergétique</b> .....	18
<b>La régulation des revenus des producteurs infra-marginaux, un processus qui doit rester court terme et ne pas occulter les problématiques de fond</b> .....	20
<b>La question du financement au cœur du développement des moyens de production décarbonés</b> .....	21
<b>Des mécanismes de capacité qui doivent se renforcer autour des moyens de flexibilité côté demande</b> .....	23

# Synthèse

Le marché de l'électricité européen a traversé en 2022 **une crise sans précédent**, marquée par la flambée des prix, des revenus records pour certains acteurs et un parc de production nucléaire en France à la peine. Cette conjoncture affecte directement la facture des consommateurs, phénomène qui devrait s'inscrire dans la durée si la situation n'évolue pas. La Commission européenne a présenté le 14 mars **une proposition de réforme du marché européen de l'électricité** pour répondre rapidement au besoin de protection des consommateurs finaux, renforcer la compétitivité de l'industrie européenne et accélérer du développement des énergies renouvelables<sup>1</sup>.

Cette note revient sur les différents éléments de contexte afin de bien identifier **les causes de la crise** sur les marchés de l'électricité. En premier lieu, elle rappelle **le consensus sur le bon fonctionnement opérationnel** des marchés de court terme qui permettent d'assurer l'équilibre offre-demande et d'appeler les moyens de production par ordre de prix croissant. En revanche, elle met en exergue la nécessité toujours aussi pressante d'inciter à la **réduction de la demande** et aux **investissements dans les moyens de production bas-carbone**, et plus particulièrement dans les capacités renouvelables.

Face au consensus autour des limites et des fonctions du marché, cette note présente **les enjeux** et ouvre des pistes **sur trois grands axes** pour que tous les acteurs (financeurs, producteurs, gestionnaires de réseau, fournisseurs et consommateurs) jouent pleinement leur rôle, et ce de façon équilibrée :

- Le **plafonnement des revenus infra-marginaux** peut s'avérer être une mesure « pansement » efficace en attendant que le marché de l'électricité retrouve sa stabilité. Ce dispositif doit cependant rester temporaire pour ne pas occulter les objectifs structurels de long-terme (réduction de la demande et investissements bas-carbone).
- La réforme devra soutenir le **développement d'actifs bas-carbone**. Pour ce faire, **le recours à des contrats de long terme**, sous diverses formes, permettrait de **stabiliser les prix** pour les **consommateurs** tout en **augmentant la visibilité** de revenus pour les **producteurs**. Ces contrats ne se feront pas sans le monde **financier** : **inciter** les **banques** à investir dans ces actifs bas-carbone et **rassurer** les **financeurs** par des dispositifs étatiques (CfD, obligation d'achat) stimuleraient le secteur.
- Sur le volet de la demande, les futurs mécanismes de capacités accordés par l'Union européenne doivent absolument mettre en place un cadre favorable au **développement des moyens de flexibilité**.

---

<sup>1</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1591)

# 1 PRESENTATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

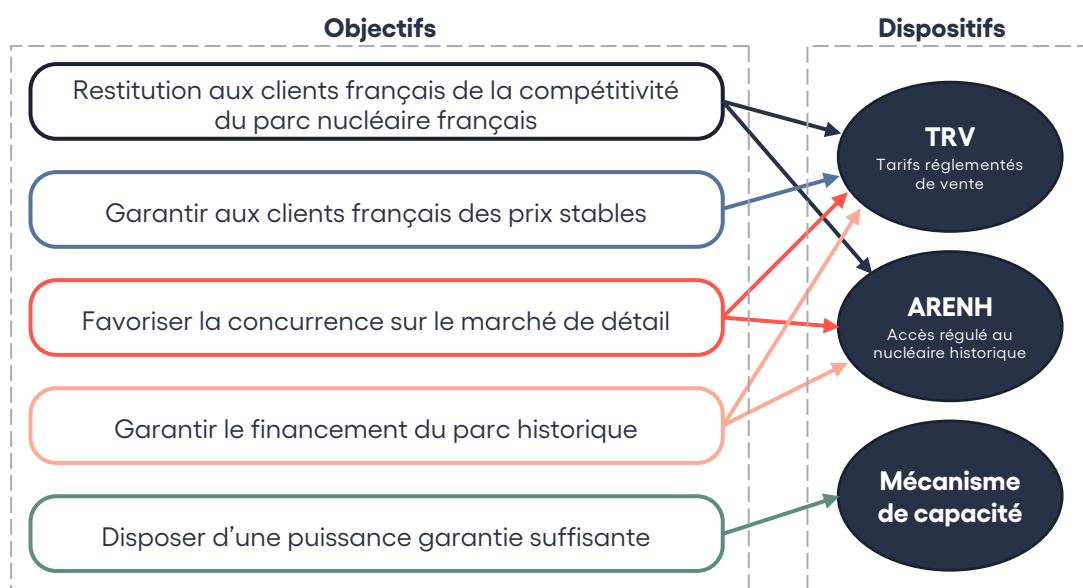
**Partie pédagogique**

# L'ouverture du marché de l'électricité en France et perspectives

En 1996<sup>2</sup>, l'Union européenne a défini le cadre nécessaire à la libéralisation du marché intérieur européen de l'énergie et demandé aux États membres de s'y référer. Les monopoles nationaux de production et de fourniture d'électricité ont petit à petit été ouverts à la concurrence d'acteurs alternatifs. Cette ouverture du marché de l'électricité visait à améliorer la compétitivité de l'électricité, développer des offres de service plus variées et innovantes, ainsi qu'à développer des capacités de production. Les réseaux de transport et de distribution d'électricité demeurent pour leur part des monopoles nationaux.

## Des outils d'intervention publique nécessaires au cas français

Pour répondre aux nouvelles règles de l'Union européenne, la France a transposé les directives européennes en autorisant d'abord les gros consommateurs d'électricité à changer de fournisseur, en 2004, puis en élargissant ce droit à l'ensemble des consommateurs finaux en 2007. Afin de permettre l'exercice de la concurrence entre fournisseurs et de garantir aux consommateurs des prix stables et qui reflètent la compétitivité du parc nucléaire existant, la France a décidé de créer des outils d'intervention publique via la loi NOME<sup>3</sup> en 2010. Trois dispositifs clés permettent ainsi de répondre aux objectifs suivants :



Objectifs et dispositifs publics associés à la loi NOME<sup>4</sup>

<sup>2</sup> Directive 96/92/CE

<sup>3</sup> Loi « nouvelle organisation du marché de l'électricité » datant du 7 décembre 2010

<sup>4</sup> Adapté de L'organisation des marchés de l'électricité, Cour des Comptes, Juillet 2022

## *Les TRV : Tarifs Réglementés de Vente*

Mis en place en 1999 pour les grands consommateurs, les TRV étaient accessibles à l'ensemble des consommateurs en 2007 avant d'être finalement restreints aux particuliers et petits professionnels en 2021. Ces tarifs sont définis par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et sont calculés en additionnant une part d'approvisionnement (le tarif de l'ARENH, le complément d'approvisionnement au marché, les garanties de capacité), un complément lié à la fourniture (les coûts de commercialisation, la rémunération/marge du fournisseur) et les coûts d'acheminement (TURPE<sup>5</sup>). Cette méthodologie vise à garantir la contestabilité, à savoir la faculté pour les fournisseurs alternatifs de pouvoir proposer aux consommateurs des offres de marché à prix égaux ou inférieurs<sup>6</sup>. Au 30 septembre 2021, ces tarifs concernent 65% des sites résidentiels et 30% des petits professionnels<sup>7</sup>.

## *L'ARENH : Accès Régulé au Nucléaire Historique*

Ce mécanisme a été mis en place en 2011 à la suite de la loi NOME et prendra fin en 2025. Il a pour objectif de donner accès aux clients des fournisseurs alternatifs à la production nucléaire dont EDF, fournisseur historique, est le seul exploitant. Autour de 25% de cette production (100 TWh) est donc mise à disposition à un tarif régulé à 42 €/MWh, considéré comme représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires concernées<sup>8</sup>. Tout fournisseur alternatif peut exercer son droit à l'ARENH auprès de la CRE chaque année sur la base des prévisions de consommation de ses clients, le reste de son énergie devant être acheté sur le marché de gros. Cet accès régulé est souvent pointé du doigt comme source de perte du fournisseur historique. Pourtant, si ce volume d'électricité nucléaire n'était pas vendu aux fournisseurs alternatifs, au prix de l'ARENH, il serait proposé aux consommateurs finaux directement via les tarifs réglementés de vente qu'EDF a pour obligation de proposer.

## *Le mécanisme de capacité*

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité en période de pointe, la France a mis en place en 2017 un mécanisme de capacité sous forme d'obligations de capacité (opérationnel jusqu'à fin 2026). Les fournisseurs d'électricité sont tenus de se fournir en certificats de capacité à hauteur de leur consommation constatée les jours de pointes hivernales. Les fournisseurs de capacité peuvent être du côté de la production comme du côté de la consommation (effacement). Les revenus perçus par les fournisseurs de capacité complètent les revenus perçus pour l'énergie fournie/évitée<sup>9</sup> ce qui permet à certaines centrales (par exemple les centrales à gaz) peu utilisées mais indispensables à l'équilibrage du réseau d'être maintenues en activité.

---

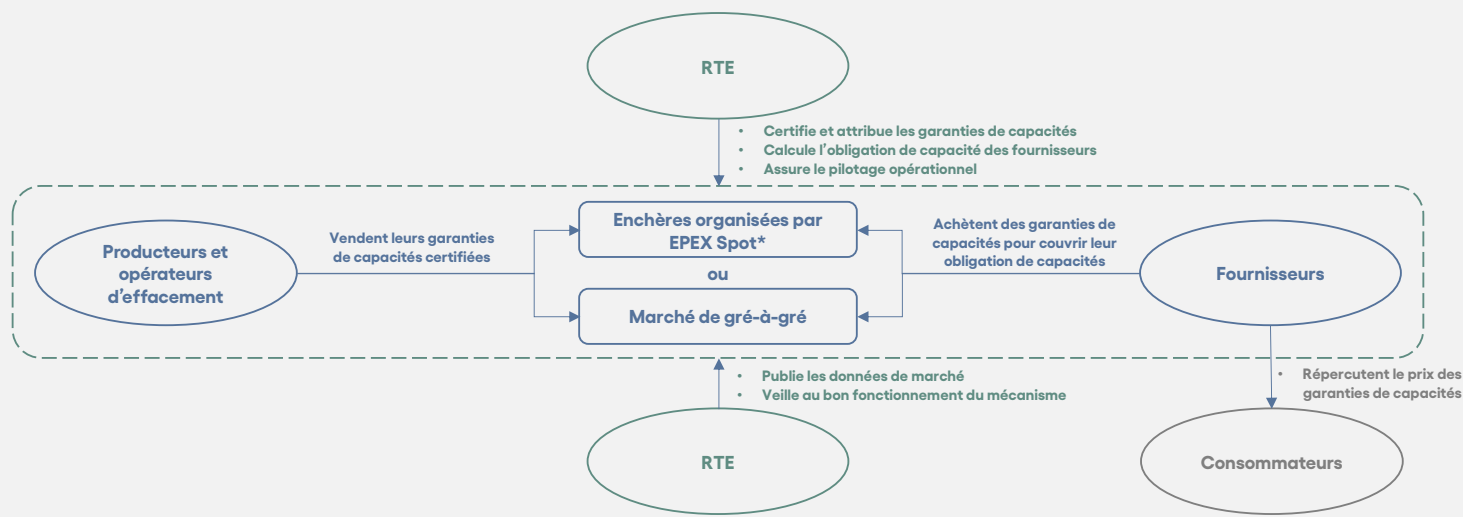
<sup>5</sup> [Le tarif d'acheminement de l'électricité](#)

<sup>6</sup> Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)

<sup>7</sup> Observatoire des marchés de détail 3<sup>ème</sup> trimestre 2021, CRE

<sup>8</sup> [Article L.337-14 du code de l'énergie](#)

<sup>9</sup> [Mieux comprendre le mécanisme de capacité en 3 questions clés](#)



Fonctionnement du marché de capacité français<sup>10</sup>

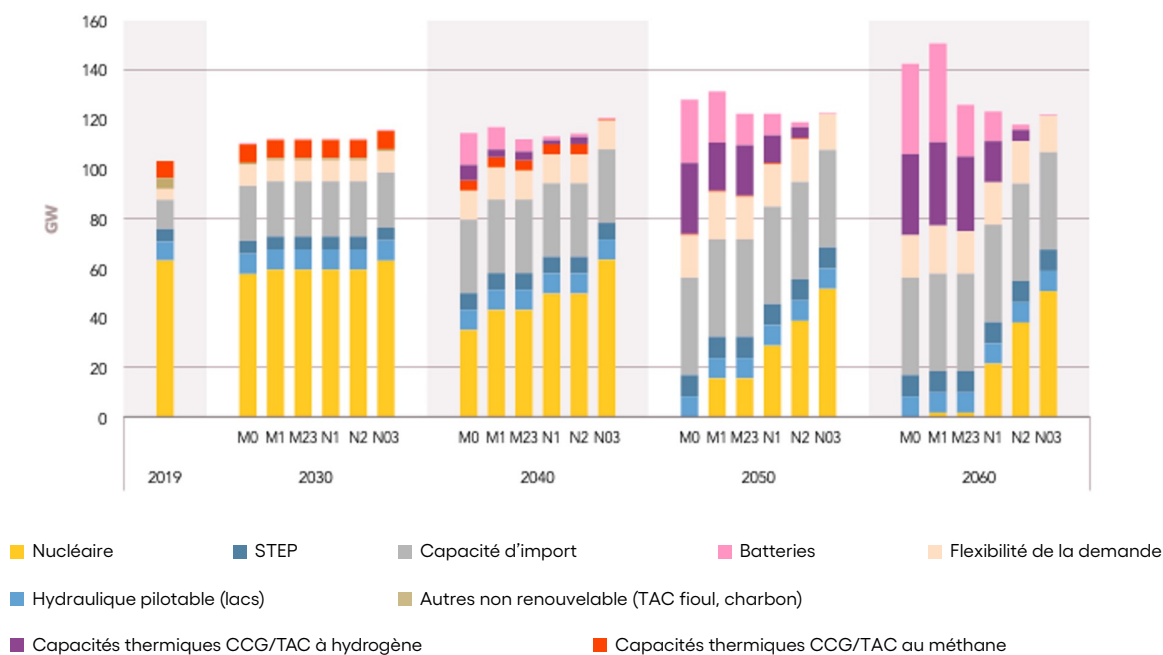




## Quels enjeux à venir pour la France ?

Au moment de l'ouverture du marché, le coût de l'électricité produite par les réacteurs nucléaires historiques était très compétitif, ce qui a rendu nécessaire la mise en place des mécanismes compensatoires détaillés ci-dessus. Ces mécanismes arrivant à échéance (fin 2025 pour l'ARENH et fin 2026 pour le mécanisme de capacité), la question des solutions de remplacement se pose dans un contexte nouveau.

La France dispose aujourd'hui d'un parc de production nucléaire vieillissant, qui fait l'objet d'un grand carénage et dont la disponibilité est amoindrie. Même si la solution du nouveau nucléaire est retenue, sa production ne sera disponible qu'à partir de 2035, au mieux. Il faut donc nécessairement déployer rapidement des capacités de production renouvelables pour permettre de répondre à un besoin court-terme. Six trajectoires ont été proposées par RTE avec comme variable d'ajustement première la production nucléaire (du 100% renouvelables dans le scénario M0 à 50% nucléaire dans le scénario N03), comme présentés dans le graphique ci-dessous. Les nouvelles capacités renouvelables doivent s'accompagner d'importants moyens de flexibilité du fait de leur caractère non pilotable.



**Capacités de production et de flexibilité dans les différents scénarios de RTE 2019-2060<sup>11</sup>**

La puissance publique soutient aujourd'hui les énergies renouvelables au moyen d'appels d'offre ou de guichet ouvert qui proposent des obligations d'achat ou des compléments de rémunération<sup>12</sup>. En termes de volumes, la CRE indique que la production prévisionnelle des énergies renouvelables électriques soutenues en métropole continentale était de 65 TWh en 2022, à comparer à une demande de 460TWh pour cette même année.

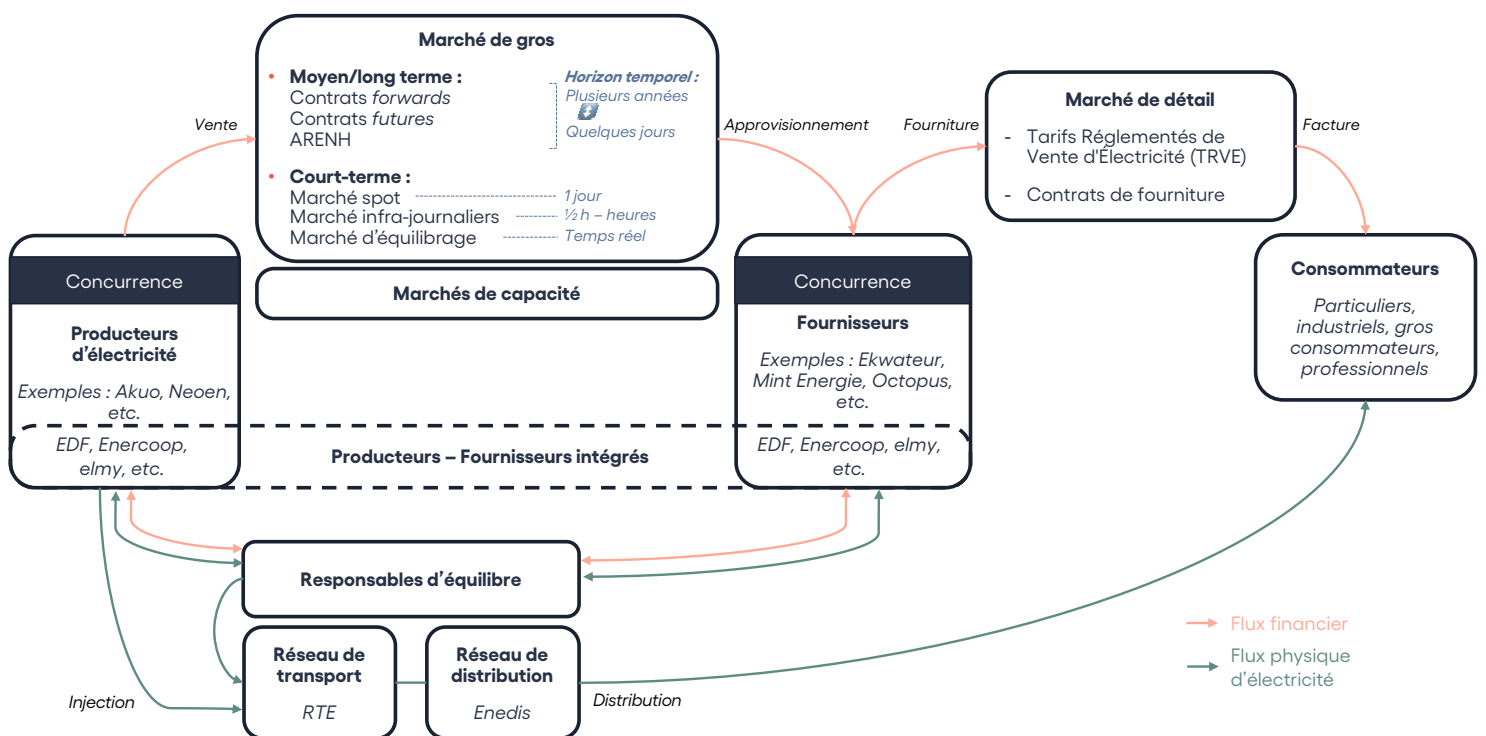
<sup>10</sup> Adapté de EDF

<sup>11</sup> RTE, Futurs énergétiques 2050

<sup>12</sup> Financement du soutien aux EnR - CRE

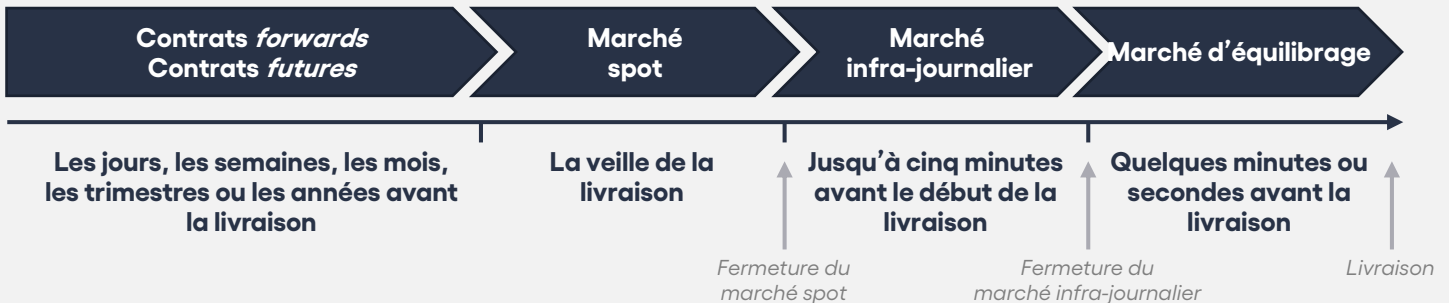
# Le fonctionnement du marché de l'électricité

Le marché de l'électricité est conçu pour assurer l'équilibrage physique entre l'offre et la demande à chaque instant et garantir la sécurité d'approvisionnement. D'un côté, les producteurs d'électricité négocient et vendent leur production, de l'autre, des fournisseurs d'électricité l'achètent pour la revendre aux consommateurs finaux. Les échanges peuvent se faire via des bourses ou en gré à gré. Il existe plusieurs systèmes de bourse en parallèle : le marché de gros et le marché de détail.



Composantes et interactions au sein du marché de l'électricité

Sur le **marché de gros** on distingue le **marché court-terme** (composé du marché « spot », du marché « infraday » et du marché d'équilibrage) du **marché à terme** (composé notamment des contrats « forwards » et « futures »). Ceux-ci sont opérés sur des bourses de l'électricité tel qu'EPEX SPOT pour la France.



Types de marché et temporalités au sein du marché de l'électricité<sup>13</sup>

Les **produits à terme** peuvent être contractés pour une fourniture jusqu'à plusieurs années à l'avance, à un prix négocié à la date de conclusion du contrat. Définis comme la moyenne des prix spot anticipés sur une période plus ou moins longue, ces produits sont relativement peu volatiles. Ils permettent aux fournisseurs d'électricité de couvrir la majeure partie de leurs livraisons à moindre risque. Parmi eux, on retrouve (i) les **contrats « futures »**, qui sont des produits standardisés afin de faciliter leur échange, et (ii) les **contrats « forwards »**, qui sont des contrats conclus entre deux parties, directement en gré-à-gré (dits « OTC » pour « over the counter ») ou par le biais d'un intermédiaire, et qui ont une plus grande flexibilité sur la période de livraison, le prix, etc.

Les **produits court-terme** permettent d'ajuster l'offre et la demande plus finement. Parmi eux, les **produits « spot »** sont des produits horaires avec livraison le lendemain, et les **produits « infra-journaliers »** sont des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures, avec livraison le jour même, jusqu'à une heure avant la livraison. L'équilibrage offre-demande est assuré par le gestionnaire de réseau en temps réel. L'électricité étant difficilement stockable, les prix de court terme sont très sensibles aux variations de l'offre et de la demande (conditions climatiques extrêmes, centrale en panne, etc.) et donc très volatiles.

Le **marché de détail** est le marché sur lequel le client final va pouvoir sélectionner une offre d'électricité. Il rassemble l'ensemble des fournisseurs d'énergie et n'existe que depuis la libéralisation du marché. Les consommateurs ont accès à deux types d'offres : les offres de marchés fixés librement par l'ensemble des fournisseurs et les TRVE fixés par la CRE et proposés uniquement par le fournisseur historique. Les offres de marché peuvent proposer un prix fixe ou un prix variable, indexé sur les TRVE ou autres produits (prix spot, ARENH, etc.), ou encore évoluer selon une formule propre au fournisseur. De part une forte composante intrinsèquement incompressible des tarifs (acheminement par les réseaux, coûts commerciaux, taxes), les différents contrats proposés au client final varient peu dans l'ensemble (de plus ou moins 10% par rapport aux TRVE).

Le **prix carbone** est le prix défini par le marché européen du carbone, également nommé système d'échange de quotas d'émissions (Emissions Trading Schemes – ETS). Ce système fixe une limite

<sup>13</sup> Adapté de M. Ruska, (2011), Electricity markets in Europe: Business environment for Smart Grids

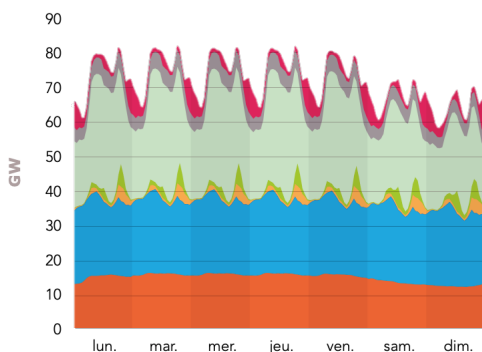
aux émissions de GES à chaque participant soumis au marché. Au-delà de cette limite, il doit acheter des quotas d'émissions à d'autres acteurs au prix fixé par le marché. Ce dispositif incite ainsi chaque acteur à réduire la part de ses émissions dont le coût de réduction est inférieur au prix du quota sur le marché.

Le **coût marginal** d'une centrale correspond au coût variable de production d'un MWh supplémentaire. Il comprend les coûts opérationnels, les coûts de combustible et le prix carbone de l'ETS mais ne prend pas en compte les coûts fixes (coûts de construction et de maintenance).

# Équilibre offre-demande et formation des prix

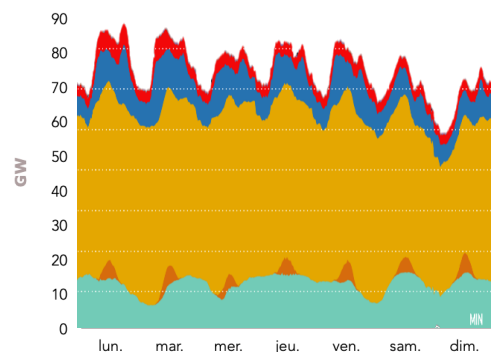
A chaque instant, l'équilibre offre-demande doit être satisfait. Cela signifie que les courbes de consommation et de production doivent se superposer en tout point de l'année. Le graphique ci-dessous présente les profils hebdomadaires de consommation et de production sur une semaine de janvier en 2022.

**Profil hebdomadaire de la consommation par usages**  
Exemple d'une semaine de Janvier 2022 (RTE)



- Climatisation
- Chauffage
- Industrie et énergie
- Autres
- Cuisson
- Eclairage
- Véhicules électriques
- Eau chaude sanitaire
- Pertes

**Profil hebdomadaire de la production par modes**  
Exemple d'une semaine de Janvier 2022 (RTE)



- Eolien
- Solaire
- Nucléaire
- Hydraulique
- Gaz
- Bioénergies

## Décomposition des courbes de demande et de production électrique en France sur une semaine de janvier 2022<sup>14</sup>

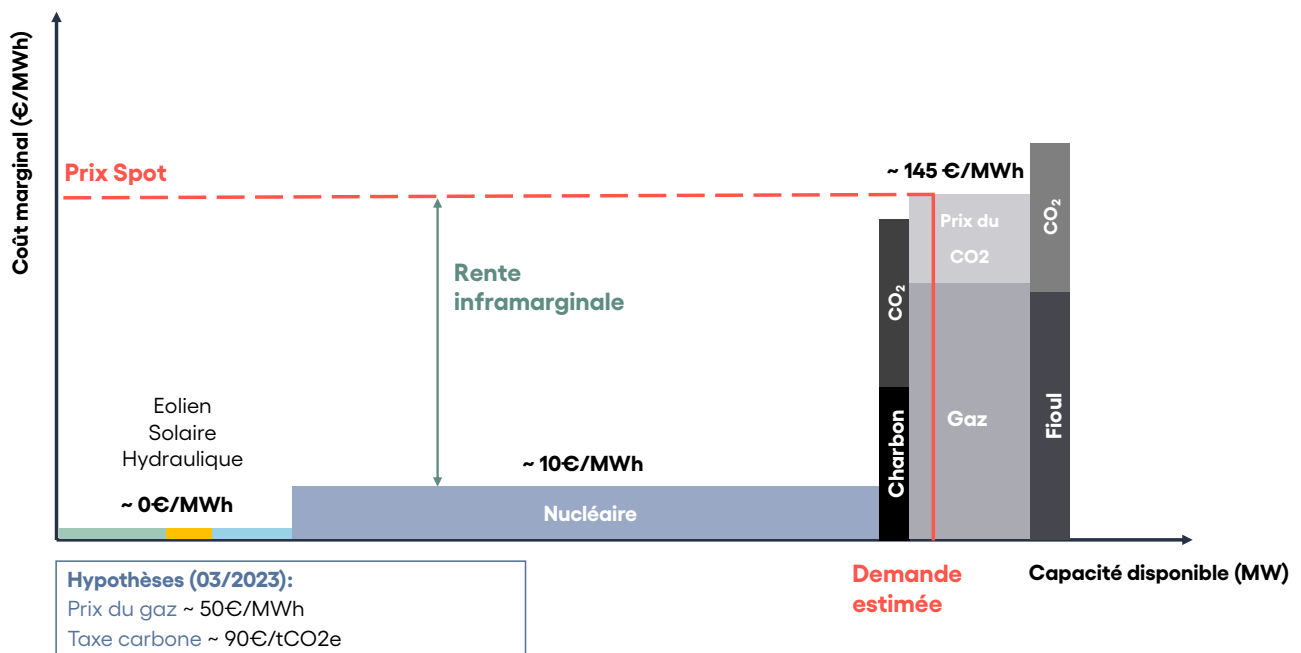
Côté demande, la superposition des différents usages (industrie, chauffage, électricité spécifique, etc.) permet de constituer la courbe de consommation, variable suivant l'heure de la journée, le jour de la semaine ou le mois considérés. Côté production, les différentes technologies disponibles participent à l'appareil productif : le renouvelable intermittent (éolien et solaire) en premier lieu, suivi par le nucléaire qui fournit dans cet exemple une bande quasi-constante de 40 GW,

<sup>14</sup> RTE, Futurs énergétiques 2050, éco2mix Synthèse des données, Production par filière en France

complétés enfin par l'hydraulique, la bioénergie et le gaz, qui permettent d'ajuster plus finement la production nécessaire suivant les variations de la demande.

Pour permettre l'adéquation entre demande et production, il existe des « chefs d'orchestre », comme RTE en France, qui organisent l'appel des moyens de production la veille pour le lendemain. Chacun des moyens de production communique à RTE sa capacité de livraison d'électricité au pas horaire pour le lendemain et son coût marginal de production au moyen d'ordres d'achat sur le marché spot. A partir de l'ensemble des ordres d'achats, RTE appelle les moyens de production à produire dans l'ordre croissant de leur coût marginal et ce jusqu'à ce que la prévision de la demande au pas horaire pour le lendemain soit satisfaite, c'est ce qu'on appelle le « merit order ».

Lorsque qu'on parle du prix (de gros) de l'électricité, cela désigne le prix de l'électricité sur le marché spot qui est fixé au coût marginal du dernier moyen de production appelé pour permettre de couvrir la demande. Dans l'exemple ci-dessous, la dernière centrale appelée pour permettre de répondre à la demande est une centrale à gaz dont le coût marginal est autour de 145€/MWh<sup>15</sup>. Le prix spot sera alors le prix de toute l'électricité vendue sur le marché spot à l'heure h du jour J. Tous les producteurs seront rémunérés au prix spot. Ceux dont les coûts marginaux sont inférieurs au prix spot (comme les renouvelables ou le nucléaire dans notre exemple) dégageront ce qu'on appelle une rente infra-marginale.

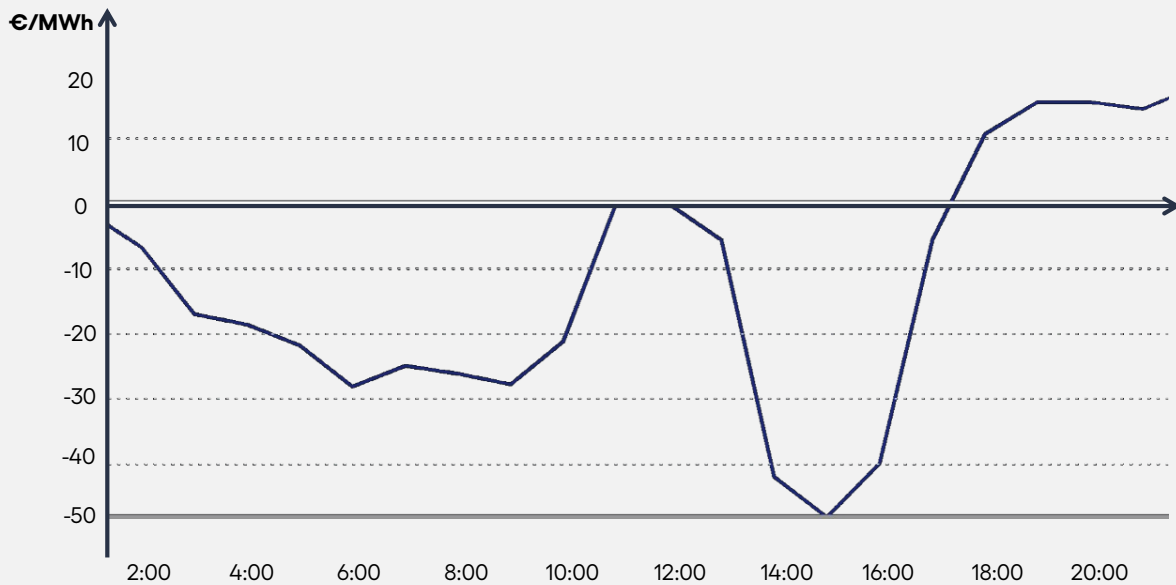


Exemple d'ordre d'appel au « merit order » à J-1 pour une h du jour J

Ce mécanisme permet d'optimiser les coûts de production du système électrique (intégrant le coût carbone de chaque unité) en priorisant les moyens de production les moins chers et de garantir une adéquation entre la production et la demande en électricité. Suivant les prix des combustibles fossiles (gaz, charbon et fioul) et le prix du carbone, l'ordre d'appel de ces unités varie.

<sup>15</sup> Hypothèses utilisées : rendement d'une centrale thermique à 50%, prix du gaz à 50€/MWh et prix du carbone à 90€/tCO<sub>2</sub>

Les **prix négatifs** ont lieu sur le marché spot lorsque la demande est faible et que la production d'électricité par des sources non pilotables (qui ne peuvent être arrêtées et redémarrées rapidement et à moindre coût) est importante. L'objectif de ce signal prix est d'inciter les producteurs à réduire leur production pour maintenir l'équilibre sur le réseau.



Exemple de variation horaire des prix sur le marché spot et de prix négatifs le 24/05/2020<sup>16</sup>

Le marché spot rémunère les producteurs. Ce revenu obtenu au coût marginal de la centrale la plus chère ne garantit pas de couvrir sur le long terme le coût complet du système de production qui intègre les coûts fixes des moyens de production. Ce système de rémunération ne permet pas toujours de financer les infrastructures nécessaires au système de production électrique comme les nouvelles capacités de production décarbonées et les différents moyens de flexibilité (stockages, interconnexions, effacements, capacités de pointe).

A noter qu'il faut bien distinguer le coût complet d'un moyen de production ou du système de production dans son ensemble, du coût de fourniture d'électricité au client final, c'est-à-dire du coût du système électrique dans son intégralité payé par les consommateurs. Ce dernier comprend en plus des coûts de production d'électricité, les coûts liés aux réseaux permettant l'acheminement de l'électricité produite, les coûts liés à la commercialisation et les taxes<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> RTE éCO2mix

<sup>17</sup> [Connaissances des énergies - Tarification de l'électricité](#)

# 2

# LA RÉFORME DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

**Partie technique**

# Une crise énergétique caractérisée par des indicateurs conjoncturels mais liée à des dysfonctionnements bien plus structurels

La crise énergétique traversée par l'Union européenne depuis 2022 se manifeste par une forte augmentation du prix de l'électricité sur le marché spot. En moyenne, le prix de l'électricité a été multiplié par trois entre janvier 2021 et janvier 2023 passant de 50€/MWh à 150€/MWh en moyenne, avec des pics allant même parfois jusqu'à frôler le prix plafond de 3000€/MWh en France au printemps 2022<sup>18</sup>. Les prix élevés (et les risques associés pour la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des citoyens) sur le marché spot se répercutent ensuite sur le marché à terme qui fixe les prix sur les prochaines années (jusqu'à 6 ans en théorie mais plutôt 2-3 ans en pratique).

Malgré les coûteux efforts des gouvernements pour protéger les consommateurs de la flambée du prix de l'électricité, les factures s'envolent. Les premiers affectés sont les industriels, pour lesquels les prix moyens de l'électricité ont augmenté, en moyenne, de 30% entre 2021 et 2022 et vont augmenter de 92% entre 2022 et 2023<sup>19</sup>. Du côté des particuliers et de certains professionnels, les impacts se feront surtout ressentir dans les années à venir. En effet, ceux-ci bénéficient pour la plus grande partie de tarifs réglementés de vente ou contrats fixés sur le marché de détail, dont les prix sont régis principalement par le marché à terme et qui ont bénéficié d'un bouclier tarifaire limitant leur augmentation à 5% sur 2021 et 15% sur 2022.

Les fournisseurs d'électricité ont pu eux aussi connaître des difficultés dans ce contexte de prix élevés, entraînant notamment des défaillances pour diverses raisons. Dans un contexte de marché évoluant très vite, le format de révision des tarifs réglementés de vente d'électricité ne permet pas forcément d'assurer la contestabilité par les fournisseurs alternatifs (à savoir la faculté de pouvoir proposer aux consommateurs des offres de marché à des prix égaux ou inférieurs aux TRVE). Par ailleurs, l'envolée des coûts de couverture et celle des prix de marché ont entraîné des tensions de trésorerie pour l'ensemble des acteurs (y compris EDF). Face à ces défaillances, la CRE a décidé de renforcer sa surveillance à l'égard des fournisseurs avec l'instruction d'enquêtes pour s'assurer du bon respect de certains fondements du marché<sup>20</sup>.

En parallèle de l'augmentation du coût de l'électricité pour les consommateurs, les acteurs ayant accès à des moyens de production « infra-marginaux »<sup>21</sup> ont dégagé des « surprofits »<sup>22</sup> conséquents en bénéficiant des prix de vente très élevés. En France, une partie de ces revenus est déjà plafonnée par l'ARENH pour le nucléaire, une autre est captée par l'État dans le cas des contrats de compléments de rémunération, et dernièrement aussi, via le mécanisme européen de plafonnement des prix de l'électricité à 180€/MWh<sup>23</sup> activé le 15 février 2023. Ces dispositifs devraient permettre de rapporter environ 30 milliards d'euros sur la période 2022-2023 d'après la CRE<sup>24</sup>, et seront une source de financement pour les mesures qui visent à protéger les

---

<sup>18</sup> [EPEX Spot sur RTE éCO<sub>2</sub>mix](#)

<sup>19</sup> [INSEE, Des prix de vente de l'électricité aux clients professionnels attendus en forte hausse en 2023](#)

<sup>20</sup> [Ouverture d'une enquête sur le fournisseur Ohm Energie, CRE](#)

<sup>21</sup> Dont les coûts d'exploitation sont inférieurs aux prix d'équilibre du marché

<sup>22</sup> Bénéfices extraordinaires réalisés par une entreprise du fait de la crise énergétique

<sup>23</sup> En vigueur jusqu'au 31 Mars – [Règlement sur le plafonnement des rentes infra-marginales, CE](#)

<sup>24</sup> [Estimation des charges de service public de l'énergie pour 2023, CRE](#)



consommateurs des prix élevés (bouclier tarifaire<sup>25</sup>, subventions aux industriels, « amortisseur électricité » pour les PME).

Les entreprises pétrolières et gazières ne sont pas en reste et affichent toutes des profits records pour l'année 2022. Pour ces dernières, la Commission européenne a choisi d'imposer une taxation des superprofits<sup>26</sup>, avec un taux minimum de 33%<sup>27</sup> dont elles devront s'acquitter en 2023 sur leurs bénéfices de 2022.

Au-delà des indicateurs conjoncturels, cette crise est le résultat de bouleversements des mix de production et d'approvisionnement de l'Union européenne qui révèlent des problèmes bien plus structurels. L'envolée des prix du gaz en Europe a commencé avec la reprise post-covid et des contraintes sur les approvisionnements mondiaux. Cette envolée s'est accrue avec l'arrêt des livraisons de gaz russe survenu après l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022 et la dépendance importante de l'Europe vis-à-vis de ces importations pour le chauffage domestique, le système électrique et l'industrie. En 2020, 38% de l'approvisionnement en gaz de l'Europe provenait de Russie<sup>28</sup>. Des tensions périodiques sur cet approvisionnement en gaz se reproduiront dans les années à venir. Le think tank Bruegel estime que la demande européenne doit être réduite de 10 à 15% en 2023 pour pouvoir être satisfaite par les importations de gaz disponibles<sup>29</sup>.

En parallèle, la France a connu une forte baisse de sa production électrique sur l'année 2022 et est devenue importatrice nette d'électricité pour la première fois depuis 1980. Elle n'a pu éviter des coupures que grâce à l'interconnexion avec ses pays voisins, la réduction de la consommation et un hiver doux. La baisse de production s'explique par une faible disponibilité du nucléaire (qui a produit 280 TWh en 2022<sup>30</sup> contre 380 TWh en 2019 et 430 TWh en 2010<sup>31</sup>) ainsi qu'une baisse de la production hydraulique (50 TWh produits en 2022 contre 65 TWh en 2020). Dans un contexte de grand carénage<sup>32</sup> et de difficultés opérationnelles sur les réacteurs (la production nucléaire est estimée à 300-330 TWh par EDF pour 2023<sup>33</sup>) ainsi que de changement climatique (réduction des débits moyens des cours d'eau à prévoir), ce sont deux situations qui seront amenées à se reproduire.

Enfin, la France est en retard, entre autres, sur deux piliers fondamentaux de la transition énergétique : la rénovation énergétique des bâtiments et le développement de nouvelles capacités de production renouvelable. Elle est le seul État membre à ne pas avoir rempli ses objectifs de déploiement des énergies renouvelables en 2020, avec 19% de renouvelable dans sa consommation finale d'énergie brute contre un objectif fixé à 23% par la Commission européenne<sup>34</sup>. Plus largement, à la maille européenne, la part de production renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie a augmenté de l'ordre de 1%/an ces dernières années<sup>35</sup>. Ce rythme est insuffisant pour atteindre l'objectif contraignant de 45%<sup>36</sup> pour 2030 issu de la directive RED II<sup>37</sup> en réponse à la crise énergétique actuelle. Par ailleurs, la loi d'accélération des énergies renouvelables votée début 2023 qui devait accélérer et simplifier leur déploiement a fortement

---

<sup>25</sup> Prévion de 25 milliards d'€ pour l'électricité sur l'année 2023 d'après la [commission des finances](#)

<sup>26</sup> Les superprofits des entreprises pétrolières et gazières sont définis par la Commission comme des bénéfices supérieurs de 20% à la moyenne des bénéfices imposables sur 2019-2021

<sup>27</sup> [Amendement sur la « contribution temporaire de solidarité »](#)

<sup>28</sup> Carbone 4, [Transition énergétique : combien de guerres avant d'agir ?](#)

<sup>29</sup> [Preparing for the next winter: Europe's gas outlook for 2023](#)

<sup>30</sup> [Bilan électrique 2022, RTE](#)

<sup>31</sup> [Le bilan énergétique de la France en 2010](#)

<sup>32</sup> Programme industriel de rénovation et de modernisation des centrales nucléaires existantes lancé en 2014 par EDF

<sup>33</sup> [Résultats annuels 2022 d'EDF](#)

<sup>34</sup> [EU overachieves 2020 renewable energy target](#)

<sup>35</sup> [Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie dans l'Union européenne, INSEE](#)

<sup>36</sup> La Commission et le Parlement européens fixent un objectif contraignant à 45% d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute de l'UE en 2030, tandis que le conseil des ministres de l'énergie fixe pour l'instant un objectif global de 40% - des discussions permettront de valider l'une ou l'autre de ces cibles

<sup>37</sup> [Directive RED II](#) – directive révisée sur les EnR qui fixe, entre autres, les objectifs de développement

été critiquée pour son manque d'ambition et ne semble pas donner de garanties supplémentaires quant à l'atteinte des objectifs nationaux.

Le déficit de production et le manque d'investissements dans de nouvelles capacités de production, auxquels s'ajoute une bien trop faible réduction de la demande, sont les causes premières des difficultés d'approvisionnement sur le court terme. Ceux-ci expliquent les phénomènes conjoncturels observés tel que l'envolée du prix de l'électricité auquel il est nécessaire de s'atteler.

## **Un consensus sur les limites et grandes évolutions à entrevoir sur le marché de l'électricité dans un contexte de transition énergétique**

Dans sa forme actuelle, sur le court-terme, le marché spot permet un bon fonctionnement opérationnel en s'appuyant notamment sur le principe du « merit order » (appeler les centrales à produire par ordre croissant de leur coût marginal de production<sup>38</sup>). D'autre part, le développement d'interconnexions permet l'intégration croissante du marché électrique européen et favorise à la fois une solidarité entre les États membres et des bénéfices économiques et environnementaux (a minima la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en capitalisant sur le foisonnement des ENR et la réduction des moyens de pointe). D'ailleurs, l'ACER a estimé les gains des échanges transfrontaliers à 34 milliards d'euros en 2021<sup>39</sup>. Enfin, les différents moyens de flexibilité permettent d'assurer l'équilibre offre-demande lors des pointes de consommations hivernales.

Cependant, cette crise met en évidence plusieurs insuffisances des dispositifs actuels. D'abord, ils ne permettent pas de proposer un prix assez stable aux consommateurs qui reflète le coût complet de production du système. Ceux-ci sont ainsi fortement pénalisés par la hausse des prix.

La répartition des coûts du système énergétique entre les ménages et les entreprises pose des questions de justice sociale pour les ménages et de compétitivité pour les entreprises. Sur ce sujet, les pays européens ont des positions, et donc des politiques différentes, qui peuvent introduire des distorsions de concurrence industrielle intra-européenne, à laquelle s'ajoute l'enjeu de compétitivité de l'Union européenne vis-à-vis du reste du monde.

Ensuite, les marchés ne permettent pas d'envoyer les signaux suffisants aux investissements afin de sortir l'Union européenne de sa dépendance aux importations fossiles par 1) la réduction de la consommation, 2) la maîtrise et flexibilisation de la demande et 3) le développement de capacités de production décarbonées. Enfin, la situation met en exergue des situations de rentes infra-marginales, comme observées en 2022, d'une durée et d'une ampleur qui ne correspondent pas à un optimum économique.

---

<sup>38</sup> Construction des prix de l'électricité : le règlement au prix marginal, CRE, page 16

<sup>39</sup> Final Assessment of the EU Wholesale electricity market design, April 2022, p.1 ACER

La crise énergétique actuelle découle d'une crise de la production électrique et de l'approvisionnement énergétique européen, plutôt que d'une mauvaise construction de principe du marché court-terme. Les évolutions à envisager doivent donc viser plusieurs objectifs : favoriser la réduction de la demande, protéger les consommateurs finaux et envoyer les bons signaux d'investissements dans des moyens de production décarbonés pour accélérer la transition énergétique du système électrique européen.



# La régulation des revenus des producteurs infra-marginaux, un processus qui doit rester court terme et ne pas occulter les problématiques de fond

Avec l'explosion des prix du marché de l'électricité, certains producteurs ont bénéficié d'une importante augmentation de leurs revenus, sans augmentation de leurs coûts d'exploitation. On parle de « rentes infra-marginales ». Pour atténuer la hausse des prix pour les consommateurs finaux, le Conseil européen a temporairement mis en place un plafonnement des recettes de ces opérateurs infra-marginaux à 180 €/MWh afin de redistribuer des gains considérés comme « indus » ou excessifs (supérieurs à ce plafond). Cette mesure temporaire vise à absorber le choc, sans pour autant déformer la formation des prix et donc la structure du marché hors conjoncture.

Les recettes de cette taxation devraient prioritairement cibler :

- (i) la réduction des consommations d'énergie (avec pour double objectif de réduire le prix de l'électricité et de limiter le recours à des centrales très carbonées)
- (ii) la protection des consommateurs les plus vulnérables (en distinguant les aides selon les niveaux de ressources)

Cette solution génère toutefois des effets indésirables. Si le plafond est fixé à un niveau trop faible, elle risque de ne pas préserver une rentabilité suffisante aux moyens de production concernés et d'envoyer un signal négatif à de futurs investisseurs. A l'inverse, si les quantités d'énergie subventionnées pour les consommateurs sont trop importantes, cela peut les dissuader de réduire leurs consommations d'énergies de part une dissimulation trop forte du signal prix<sup>40</sup>. Or il est essentiel que la réduction de la consommation reste l'objectif premier de la mise en place d'une telle mesure. Le format de redistribution et le choix des destinataires sont donc primordiaux.

Le plafonnement est la solution plébiscitée jusqu'ici. Elle possède néanmoins des difficultés de mises en œuvre (distinguer un niveau de plafonnement différents selon les types de technologie de production, les tailles des installations, etc.). D'autres solutions visant le même objectif existent. Par exemple, il serait possible de réguler les revenus au travers d'une taxe progressive afin de maintenir un niveau de rentabilité raisonnable<sup>41</sup>. Les modalités de toutes ces solutions doivent être harmonisées entre les États-Membres pour limiter les distorsions de marché.

Quelle qu'en soit la forme, ce type de mesure « pansement » doit avoir une finalité court terme et temporaire uniquement, en attendant que le marché de l'électricité retrouve sa stabilité. En effet, cela ne doit pas occulter les objectifs de long terme que sont la nécessaire réduction de la demande et les investissements dans de nouvelles capacités de production d'électricité bas-carbone. En France et dans les prochaines années ces nouvelles capacités ne peuvent qu'être des énergies renouvelables, du fait de la durée de construction de potentiels nouveaux réacteurs nucléaires.

---

<sup>40</sup> Un signal prix suffisant reste indispensable pour limiter l'effet-rebond qui affaiblit l'efficacité de mesures de réduction de consommation telle que la rénovation

<sup>41</sup> [Rapport du groupe académique international à la CRE « Au-delà de la crise : repenser le marché électrique européen »](#)

# La question du financement au cœur du développement des moyens de production décarbonés

Une des insuffisances identifiées du marché actuel est le manque de soutien aux investissements long-terme dans les technologies de production d'électricité bas-carbone, notamment dans les renouvelables. La réforme doit donc permettre de minimiser le niveau de risque associé aux investissements dans ces technologies capitalistiques pour inciter leur financement et minimiser le niveau des taux d'intérêts demandés (ou plus généralement du coût du capital) qui impacte beaucoup le coût de production.

D'autre part, les technologies de production d'électricité ont besoin de fournir des garanties suffisantes de revenus long-terme à leurs investisseurs. Différents contrats, conclus hors-marché ou non, permettent d'apporter de la visibilité de revenus aux technologies de production d'électricité. Trois grandes familles de contrats, les PPAs, les CfDs et les contrats sur le marché à terme sont décrites ci-dessous :

PPA Power Purchase Agreement	CfD Contract for Difference	Forwards et futures
<p>Contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>PPA direct</b> : entre un producteur et un consommateur, qui peut être responsable d'équilibre*, avec un complément de fourniture qui peut être réalisé par un fournisseur</li> <li>• <b>PPA indirect</b> : entre un producteur et un tiers responsable d'équilibre (fournisseur ou agrégateur) qui la vend ensuite au consommateur final</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrat de rémunération long terme qui accompagne la vente d'électricité sur le marché spot</li> <li>• l'acheteur (souvent une contrepartie publique qui représente les consommateurs) s'approvisionne physiquement en électricité auprès d'un fournisseur à un prix fixé au préalable par des enchères (« strike price »).</li> <li>• Si le prix sur le marché spot est inférieur au strike price, l'acheteur paye la différence au producteur et inversement.</li> </ul>	<p>Contrats de livraison d'électricité conclus sur le marché à terme par les fournisseurs avec les producteurs d'énergie à une échéance de plusieurs semaines, mois ou années</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Forward</b> : contrat de gré à gré (aussi qualifié de OTC – over the counter)</li> <li>• <b>Future</b> : échange réalisé sur une bourse de l'électricité</li> </ul>
<p><b>Avantages :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• finance des investissements dans la production renouvelable</li> <li>• partage la couverture du risque entre les acteurs</li> </ul> <p><b>Inconvénients :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas de transparence sur le marché</li> <li>• Difficulté d'accès pour les petits producteurs/consommateurs</li> </ul>	<p><b>Avantages :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• subventionne le surcoût de production des technologies non matures</li> <li>• capte les surprofits dans un contexte de prix élevés</li> <li>• dé-risque les investissements et fait baisser leurs taux d'intérêts</li> </ul> <p><b>Inconvénients :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• réduit le signal-prix qui module la production</li> <li>• difficile transfert des gains au consommateur</li> <li>• réduit la liquidité sur le marché long-terme</li> </ul>	<p><b>Avantages :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• accessibles à tous les fournisseurs</li> <li>• correspondent à des livraisons physiques</li> <li>• maintiennent un signal prix qui module la production</li> </ul> <p><b>Inconvénients :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• horizon temporel restreint à 2 ou 3 ans, requièrent d'importantes garanties financières</li> <li>• non accessible directement aux consommateurs</li> </ul>

\* Les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont engagés contractuellement auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre l'électricité injectée et l'électricité consommée au sein d'un périmètre d'équilibre (source: CRE).

Le CfD, qui se rapproche d'une aide d'État, aurait donc plutôt vocation à être un dispositif volontaire et à soutenir les technologies non matures, en les soumettant tout de même à la concurrence pour stimuler leur compétitivité via un système d'attribution par appel d'offres. Les technologies matures, comme l'éolien ou le solaire, nécessitent aussi des garanties de revenus sur

le long terme pour inciter les investisseurs à les financer et les faire bénéficier d'un coût du capital faible.

Pour favoriser le financement et dynamiser les financements privés, la mise en place de mesures réglementaires ou de mécanismes spécifiques (comme le Green Weighting Factor<sup>42</sup> ou des obligations directes pour les banques publiques) au niveau européen pourrait permettre de faciliter voire de contraindre, dans certaines conditions, les banques à accepter le financement des capacités de production électrique renouvelable matures sans l'intervention des États. En effet, les banques hésitent à financer les PPAs dont le contrat ne présente pas une durée assez longue d'engagement par rapport à celle du prêt demandé pour le financement de l'actif car le risque de contrepartie est plus important que dans le cas d'une garantie étatique. Cette logique reste valable pour d'autres contrats de long-terme comme certaines installations en autoconsommation. Et pourtant, cette réserve est déconnectée de la réalité technico-économique des technologies de production renouvelables matures pour lesquelles l'existence de la demande de consommation est quasi-certaine sur leur durée de vie. En effet, elles sont appelées en priorité par le réseau étant donné leur coût marginal très faible.

Une option possible serait de permettre une couverture hybride des infrastructures renouvelables en combinant financement privé et financement public. Par exemple, les premières années de production de l'actif pourraient être couvertes par un PPA, puis par un CfD sur le reste de sa durée de vie, qui pourrait lui-même être substitué à nouveau par des PPAs, une fois le premier expiré. L'hybridation pourrait même être encore plus imbriquée. Une bonne illustration est le système de tarifs d'obligation d'achat en autoconsommation pour les petites installations photovoltaïques<sup>43</sup>. Soit l'électricité autoproduite est autoconsommée directement soit elle est réinjectée sur le réseau au tarif d'obligation d'achat qui joue le rôle d'assurance. En utilisant cette même logique, un PPA pourrait ainsi être "assuré" par un CfD ou une obligation d'achat. De tels systèmes pourraient stabiliser les prix pour les consommateurs et donner une visibilité de long-terme pour les producteurs et les financeurs.

Les PPAs (et l'autoconsommation), déjà bien développés dans certains pays européens comme l'Espagne, peuvent gagner en transparence et en accessibilité pour certains petits consommateurs, en se développant sur une plateforme de marché<sup>44</sup>. D'autre part, la mise à disposition des capacités d'interconnexion transfrontalières par les opérateurs de réseau, c'est-à-dire la garantie pour un producteur de pouvoir transmettre l'électricité produite d'un pays à l'autre, n'existe actuellement que sur des horizons de temps courts (un ou deux ans). Afin de permettre de conclure des PPAs ou des contrats à terme entre un producteur et un consommateur situés dans des pays transfrontaliers, la mise à disposition des capacités d'interconnexion doit pouvoir être allouée sur des horizons de temps comparables aux contrats PPAs ou à terme conclu.

<sup>42</sup> Mécanisme d'allocation du capital de chaque financement en fonction de son impact sur le climat et l'environnement développé par la BPCÉ

<sup>43</sup> De moins de 500kWc

<sup>44</sup> Plateforme d'enchère qui met en relation producteurs et consommateurs/fournisseurs pour conclure des contrats de livraisons d'électricité de type PPAs



## Des mécanismes de capacité qui doivent se renforcer autour des moyens de flexibilité côté demande

Garantir la sécurité d’approvisionnement en électricité consiste à assurer l’équilibre entre l’offre et la demande à chaque instant, en particulier lors des pointes de consommation hivernales. Pour cela, le système électrique fait appel à différents moyens de flexibilité (turbines à combustion, stations de pompage, batteries ou modulation de la demande) dont les rentes infra-marginales sur une courte durée sont parfois insuffisantes pour permettre une couverture des coûts complets<sup>45</sup>. Des mécanismes de capacité ont donc été mis en place dans la plupart des pays européens pour pallier cette « défaillance du marché » et accorder un revenu supplémentaire aux moyens concernés.

Parmi la grande variété de ces mécanismes, la France est à ce jour le seul État-Membre à avoir mis en place des « obligations de capacité » (qui opèreront jusqu’à la fin 2026). Ce mécanisme de capacité présente l’avantage d’inciter les fournisseurs d’électricité à encourager leurs clients à diminuer leur consommation lors des heures de pointe (où les centrales les plus polluantes sont appelées à fonctionner). Néanmoins une des critiques récurrentes est qu’il rémunère l’ensemble des moyens de production, y compris les moyens de base (nucléaire, thermique fossile et hydroélectricité) et intermittents (éolien et solaire). Ces derniers ne sont a priori pas concernés par une durée de fonctionnement limitée et n’ont donc pas besoin de revenus complémentaires pour

---

<sup>45</sup> Ces coûts incluent notamment les coûts annuels d’exploitation (postes de main-d’œuvre, de maintenance, de grosses réparations, de mise à niveau technique), les coûts investissements (construction, intérêts intercalaires (frais financiers durant le développement et la conduite d’un chantier), raccordement au réseau), et les provisions pour démantèlement

être maintenus. Cette rémunération supplémentaire induit par ailleurs des surcoûts pour les consommateurs.

Sur le volet de la demande, la France s'est fixé des objectifs ambitieux d'effacement (4,5 GW à horizon 2023 et 6,5 GW à horizon 2028 d'après la SNBC<sup>46</sup>). A titre de comparaison, 3,3 GW de capacité d'effacement ont été certifiés dans le cadre du mécanisme de capacité en 2022<sup>47</sup>. Les appels d'offres long terme<sup>48</sup>, ayant pour objectif de faciliter les nouveaux investissements en nouvelles capacités (qu'elles soient côté production ou demande), ont retenu une capacité totale de 124 MW d'effacement sur les deux exercices 2021-2027 et 2022-2028<sup>49</sup> à comparer aux capacités d'effacement manquantes pour atteindre nos objectifs (1,2 GW pour 2023 et 2,2 GW pour 2028). Enfin les appels d'offres effacement<sup>50</sup>, dispositifs de soutien à leur développement, prennent fin le 31 décembre 2023. Dans ce contexte et au vu des chiffres d'évolution, il semble raisonnable de penser que la tendance n'est pas à l'atteinte des objectifs de la France sur ce volet, pourtant indispensables et de premier ordre.

Les mécanismes de capacités font souvent écho au volet de la production. Or son homonyme côté demande présente bien les moyens les plus efficaces (voir économiques) pour pallier une pointe de consommation. Les chiffres énoncés plus haut manifestent d'un retard certain dans les objectifs affichés sur ce volet. Les futurs mécanismes de capacités européens (ayant été accordés sur une période arrivant pour la plupart à échéance à court termes) doivent donc absolument mettre en place un cadre favorable au développement des moyens de flexibilité côté demande.

---

<sup>46</sup> [SNBC](#)

<sup>47</sup> [Registre des capacités certifiées de RTE](#)

<sup>48</sup> [Les principes de l'appel d'offres \(RTE\)](#)

<sup>49</sup> [Résultats des appels d'offres long terme \(AOLT\) organisés en 2019 \(RTE\)](#)

<sup>50</sup> [Bénéficiaire d'un soutien aux effacements \(RTE\)](#)





**Carbone 4** est le premier cabinet de conseil indépendant spécialisé dans la stratégie bas-carbone et l'adaptation au changement climatique.

En permanence à l'écoute des signaux faibles, nous déployons une vision systémique de la contrainte énergie-climat, et mettons toute notre rigueur et notre créativité en œuvre pour transformer nos clients en leaders du défi climatique.

Contact : [contact@carbone4.com](mailto:contact@carbone4.com)