

Choc gazier : plus jamais ça ?

À la suite des premières perturbations sur l'offre de gaz russe fin 2021, et surtout dans le sillage de l'invasion de l'Ukraine en février 2022, le prix du gaz en Europe a fortement augmenté, avant de refluer en 2023. Alors que le gaz naturel ne représente qu'une faible part des importations européennes totales, comment expliquer que ce choc ait eu une telle influence sur les dynamiques inflationnistes en zone euro ? Cet article vise à analyser les mécanismes de transmission du choc énergétique, en se concentrant sur les spécificités des marchés du gaz et de l'électricité qui ont constitué des facteurs amplificateurs de la crise. Il examine également les stratégies adoptées par l'Union européenne pour réduire sa vulnérabilité face à de futurs chocs, notamment par la réforme de son marché de l'électricité.

Colin BAGET et Guillaume GAULIER
Direction de la Conjoncture et des Prévisions macroéconomiques

Codes JEL
E20, E31,
Q43

Juan CARLUCCIO et Arthur STALLA-BOURDILLON
Direction de l'Économie et de la Coopération internationales

Jean-Baptiste GOSSÉ, Florian LE GALLO et Aymeric SCHNEIDER
Direction des Politiques européennes et multilatérales

+ 163%

la croissance des prix de gros
du gaz européen en 2022

+ 125%

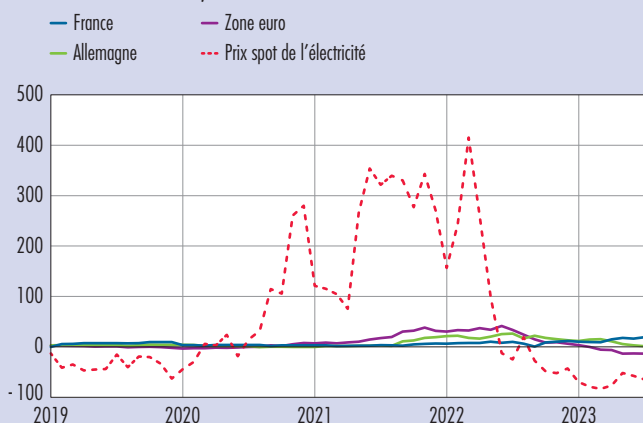
la croissance des prix de gros de l'électricité
(moyenne France, Allemagne, Italie et Espagne)
en 2022

+ 46%

la croissance des prix de l'énergie hors pétrole
(gaz, électricité) pour les consommateurs
de la zone euro en 2022

Prix à la consommation et prix de gros de l'électricité en France, en Allemagne et en zone euro, 2019-2023

(glissement annuel en %)



Notes : Le prix spot de l'électricité est le prix de l'électricité payé dans un marché au comptant.

Les prix à la consommation sont donnés par l'IPCH (indice des prix à la consommation harmonisé).

Sources : Commission européenne, Eurostat (IPCH) ; Refinitiv (prix de gros de l'électricité).

1 Comment le choc sur le gaz russe a-t-il affecté les prix de gros et de détail du gaz naturel et de l'électricité ?

Les ruptures d'approvisionnement du gaz russe à l'origine des tensions sur les prix de gros

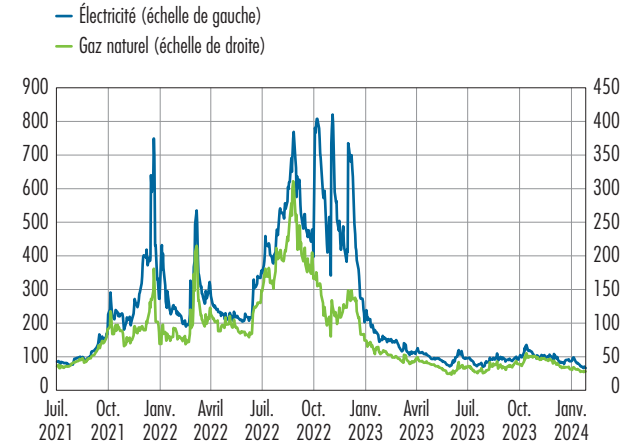
En amont de la guerre en Ukraine, l'Europe dépendait fortement de la Russie pour ses importations de gaz naturel. Ainsi, 155 milliards de mètres cubes (mmc) par an étaient importés de Russie pour une consommation de 388 mmc, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE). L'offre de gaz russe a commencé à être perturbée fin 2021 avec les premiers rationnements de la part de Gazprom. Toutefois, les exportations de gaz russe à destination de l'Union européenne ont véritablement diminué avec la cessation en mai 2022 des flux de gaz à destination de la Pologne via le gazoduc Yamal et la fermeture de Nordstream 1 début septembre 2022. Leurs flux représentaient respectivement 32 mmc de gaz naturel et 57 mmc d'exportations de gaz en 2021.

La conséquence immédiate de ces « chocs d'offre » négatifs a été la très forte augmentation des prix de marché du gaz naturel, notamment l'indice néerlandais de référence européen TTF (cf. graphique 1). Ce dernier est ainsi passé de 47 euros/MWh en moyenne sur 2021 à 132 euros/MWh en 2022, avec un pic à 311 euros/MWh en août. Le TTF a cependant fortement décliné depuis le pic de l'été 2022, et atteint 28 euros/MWh fin janvier 2024. De la même manière, dans la mesure où le gaz naturel est utilisé comme intrant par certaines centrales électriques, les facteurs inflationnistes (puis déflationnistes) sur le gaz naturel se sont propagés aux prix de gros de l'électricité (cf. graphique 1). Les mécanismes de contagion des prix du gaz à ceux de l'électricité sont détaillés dans la prochaine section.

Confrontée au choc d'offre de 2021-2022, l'Europe a toutefois su pallier les ruptures d'approvisionnement, ce qui explique en partie la chute marquée des prix de gros depuis 2022. En premier lieu, les pays européens ont augmenté leurs importations de gaz naturel liquéfié (GNL), en provenance notamment des États-Unis. Les flux de GNL (+ 53 mmc en 2022 et + 57 mmc en 2023 par rapport à 2021, cf. graphique 2) ont ainsi partiellement compensé

G1 Prix de marché du gaz naturel et de l'électricité

(€/MWh)

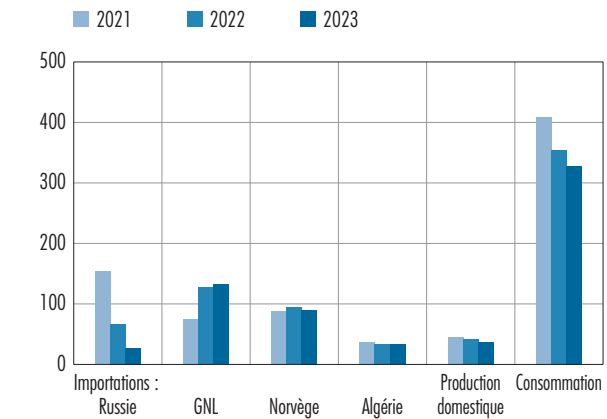


Notes : Les courbes reflètent le prix spot (prix du marché au comptant) pour l'électricité sur le marché français et le prix *front month* pour le gaz naturel. Le TTF est l'indice de prix du gaz néerlandais. Il est considéré comme faisant référence sur le marché européen. Le dernier point est au 26 janvier 2024.

Sources : Intercontinental Exchange (ICE), Refinitiv ; calculs des auteurs.

G2 Évolution des importations, production et consommation de gaz naturel de l'Union européenne, 2021-2023

(en milliards de mètres cubes)



Note : Le gaz naturel liquéfié (GNL) peut provenir de différents pays (Qatar, États-Unis, Russie, etc.). La production domestique de gaz naturel de l'Union européenne a fortement diminué en 2023, essentiellement en lien avec la baisse de la production néerlandaise, elle-même liée à la fermeture progressive du gisement de Groningue. Les importations de Russie sur le graphique font référence aux importations par gazoducs. La valeur de la consommation européenne pour 2023 est calculée en considérant que la consommation des trois derniers mois (non disponible) est égale à celle des mêmes mois en 2022. Sources : Centre de réflexion (*think tank*) Bruegel, Eurostat, U.S. Energy Information Administration – EIA (Agence d'information sur l'énergie), Refinitiv ; calculs des auteurs.

la diminution des approvisionnements russes (- 86 mmc et - 126 mmc respectivement en 2022 et 2023 par rapport à 2021) ¹. Deuxièmement, le ralentissement économique, la hausse des prix du gaz, les efforts de sobriété des acteurs économiques et un hiver clément ont permis de réduire la consommation européenne de gaz de 13% en 2022 par rapport à 2021.

La transmission des prix de gros de l'énergie aux prix de détail est atténuée par différents mécanismes

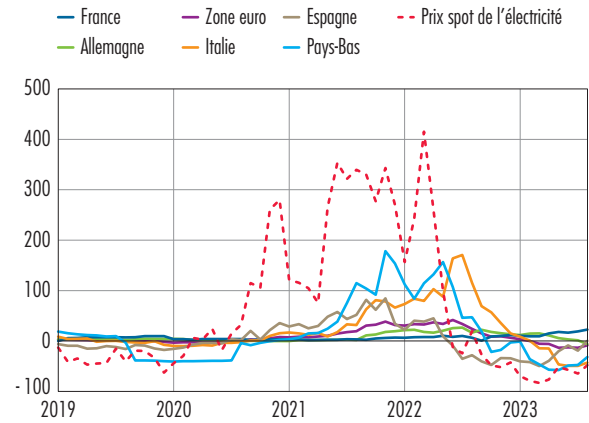
La forte volatilité des prix de gros de l'énergie, décrite précédemment, n'est toutefois pas directement transmise aux prix payés par les consommateurs finaux d'énergie. En effet, divers mécanismes décorrèlent les marchés de gros des marchés de détail nationaux. En France, les prix de gros de l'électricité ont ainsi significativement augmenté en 2021 et en 2022 (de + 234% et de + 151% respectivement). Or, l'indice des prix à la consommation harmonisé (IPCH) de l'électricité, qui rend compte des prix de détail payés par les ménages, n'augmentait que modérément (de + 3,0% et de + 7,4% respectivement, cf. graphique 3). Symétriquement, la baisse rapide des prix de gros ne se transmet que partiellement et avec retard aux prix de détail de l'électricité et du gaz.

La raison de cette faible transmission des prix de gros réside en premier lieu dans le fait que le prix final de l'énergie se décompose entre fourniture d'énergie, frais de réseau et taxes. Plus faible est la part de la fourniture d'énergie, moindre est l'effet des variations de prix de gros pour le consommateur. À l'échelle européenne, la structuration des marchés de détail nationaux est hétérogène, de sorte que cette décomposition varie entre pays. Ainsi, malgré des prix de gros de l'électricité historiquement plus bas en Allemagne qu'en France, le prix de détail y est plus élevé du fait de frais de réseau et de taxes plus élevés.

La structure des contrats d'énergie individuels influence également la rapidité de transmission des prix. Les contrats à tarification fixe, courants en Allemagne ou en Slovaquie par exemple, ralentissent l'ajustement des prix. À l'inverse, les contrats à tarification variable, plus répandus en Italie

G3 IPCH de l'électricité et du prix de gros de l'électricité en zone euro, 2019-2023

(glissement annuel en %)



Notes : Le prix spot de l'électricité est le prix de l'électricité payé dans un marché au comptant. Les prix à la consommation sont donnés par l'IPCH (indice des prix à la consommation harmonisé). Sources : Commission européenne, Eurostat (IPCH de l'électricité) ; Refinitiv (prix de gros de l'électricité).

(10% des ménages) et surtout aux Pays-Bas (55% des ménages), entraînent une répercussion rapide des variations de prix de gros. Des contrats de courte durée (généralisés en Espagne) et des changements fréquents de fournisseurs accélèrent également le processus d'ajustement des prix, ces derniers pouvant répercuter plus rapidement la hausse des coûts d'approvisionnement.

Enfin, dans de nombreux pays, les tarifs énergétiques des ménages sont toujours fortement encadrés. Cette régulation publique atténue l'effet des fluctuations des prix de gros tout en renforçant le rôle des autorités publiques dans la détermination des prix de détail de l'énergie. En outre, la diversité des réponses des autorités européennes au choc sur le gaz russe, visant à protéger les consommateurs, a renforcé les disparités dans la transmission des prix de gros de l'énergie aux prix de détail en Europe.

En France plus particulièrement, la transmission des prix de gros de l'électricité est historiquement limitée à court terme. Les pouvoirs publics utilisent une régulation directe des prix par des tarifs réglementés de vente (TRV)

¹ L'Europe a également pu bénéficier de livraisons de gaz accrues en provenance de Norvège et d'Azerbaïdjan.

d'électricité qui couvrent la majorité des ménages (65% en 2022). Ceux-ci sont ajustés semestriellement, de manière discrétionnaire sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Face à la crise énergétique, dès 2021, le gouvernement a introduit un « bouclier tarifaire » qui vise à atténuer encore la transmission des prix de gros, (Carluccio *et al.*, 2024), en s'appuyant notamment sur une baisse de la fiscalité. Le pendant logique de cet amortissement des hausses de prix à court terme est une plus faible transmission de la baisse des prix de gros aux prix de détail depuis 2023. Celle-ci a donc entraîné une plus lente décrue de l'inflation énergétique en France à mesure que le bouclier était retiré. Cette régulation directe des prix est combinée à une régulation indirecte : l'Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (Arenh). En vigueur jusqu'en 2025, le dispositif oblige EDF (Électricité de France) à vendre un volume d'électricité nucléaire (120 TWh en 2022) à un prix déterminé (42 euros/MWh) pour l'ensemble des fournisseurs d'électricité en France. En diminuant les coûts de fourniture d'électricité pour ces distributeurs qui proposent des contrats hors TRV, ce mécanisme permet indirectement de limiter le prix de la fourniture d'énergie pour les consommateurs n'ayant pas souscrit de contrat au TRV.

2 Facteurs de propagation du choc gazier

En 2021, le gaz naturel ne représentait que 5,1% des importations totales de biens de l'Union européenne (UE) en provenance de pays hors UE, en valeur (cf. Commission européenne, 2024, pour les chiffres). Pourtant, les perturbations sur l'offre de gaz russe ont eu, comme évoqué plus haut, un impact majeur sur l'inflation européenne. Nous détaillons ici deux mécanismes ayant contribué à l'amplification de ce choc : i) la faible élasticité de l'offre en 2021-2022 sur le marché du gaz naturel et ii) l'organisation spécifique du marché de l'électricité européen.

En dépit de l'intégration mondiale par les flux de gaz naturel liquéfié (GNL), le marché du gaz reste caractérisé par sa régionalisation

La crise du gaz naturel de 2022 et l'ampleur des variations sur les prix de gros relèvent des spécificités de ce marché. Le gaz naturel est un combustible fossile plus difficile à

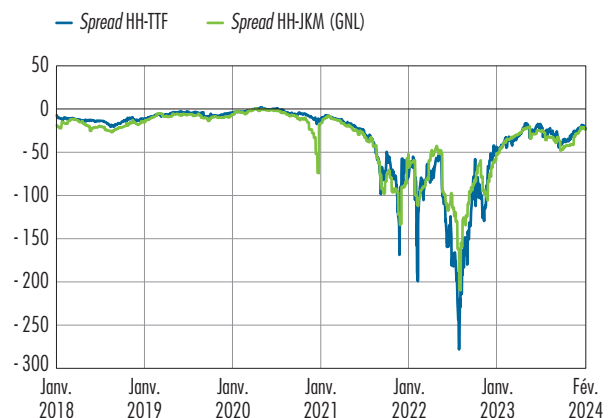
transporter que le pétrole ou le charbon. Son transport nécessite soit la construction de gazoducs, soit la présence de terminaux méthaniers pour le transporter sous forme de GNL. Le transport par gazoduc contraint géographiquement les flux de gaz, tandis que les livraisons de GNL sont plus flexibles, même si de nombreux méthaniers ne peuvent pas, dans le cadre de certains contrats de long terme, changer de point de livraison.

Cette difficulté d'acheminement tend à segmenter régionalement le marché, principalement entre l'Asie, l'Europe et l'Amérique du Nord. Leur déficit d'interconnexions favorise une certaine volatilité des cours en fonction des chocs asymétriques. Si une région subit un choc d'offre sur ses approvisionnements par gazoduc, elle ne peut qu'imparfaitement se tourner vers le marché du GNL pour satisfaire sa demande. Les prix du gaz peuvent donc diverger entre régions, à la différence de ceux d'autres matières premières, comme le pétrole, dont les marchés sont plus intégrés.

Les spécificités du marché du gaz se reflètent ainsi dans la réponse hétérogène des prix régionaux du gaz naturel au choc d'offre en provenance de Russie (cf. graphique 4).

G4 Différences de prix entre le gaz naturel américain (HH), européen (TTF) et le GNL asiatique

(JKM, €/MWh)



Notes : Les indices HH (Henry Hub, États-Unis) et JKM (Japan Korea Marker, GNL asiatique) ont été convertis en €/MWh. Le dernier point est au 02 février 2024. GNL, gaz naturel liquéfié. Sources : Refinitiv ; calculs des auteurs.

À la suite des chocs sur le gaz russe, les prix européens, et, par contagion, les prix asiatiques du GNL ont fortement augmenté. En revanche, les capacités américaines de liquéfaction du gaz, bien qu'ayant été essentielles pour pallier la diminution de l'offre russe en Europe (cf. *supra*), n'ont pas été suffisantes pour arbitrer entièrement les différences entre les prix américains et asiatiques ou européens. La persistance d'écarts entre les prix régionaux illustre ainsi la faible substituabilité qui caractérisait le marché européen lors de l'occurrence du choc, ce qui explique l'ampleur de l'augmentation des prix de gros sur le continent européen.

Un effet sur les prix de l'électricité qui s'explique par l'organisation spécifique de ce marché

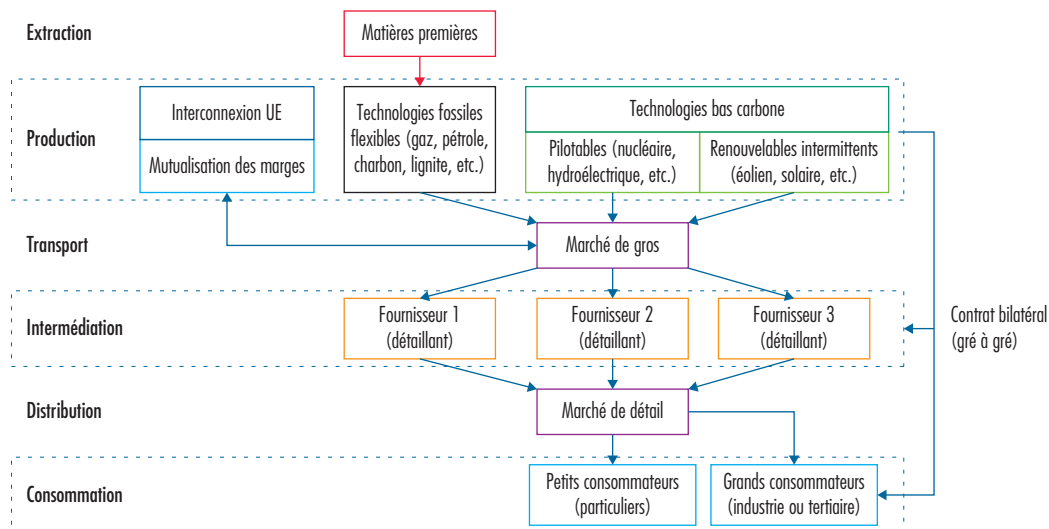
Le choc d'offre sur le marché du gaz s'est également propagé au marché de l'électricité de gros, dont le gaz constitue un intrant central de la production (cf. schéma 1) du fait de la structuration du marché européen.

Le prix de l'électricité est en effet fixé sur le marché de gros de court terme (du jour d'avant ou *day ahead*) selon

le système dit *pay-as-clear*. Dans ce cadre, les producteurs soumettent des offres qui sont ensuite classées par prix croissant jusqu'à égaliser la demande (principe dit « d'ordre de mérite », cf. schéma 2 *infra*). Le prix de la technologie de production marginale permettant d'égaliser l'offre et la demande est reversé à l'ensemble des offreurs, peu importe l'offre initialement soumise. Les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire, caractérisées par des coûts marginaux faibles, bénéficient de rentes dites *inframarginales*, contrairement aux technologies fossiles dont les coûts marginaux de production sont généralement plus importants (cf. schéma 2 *infra*).

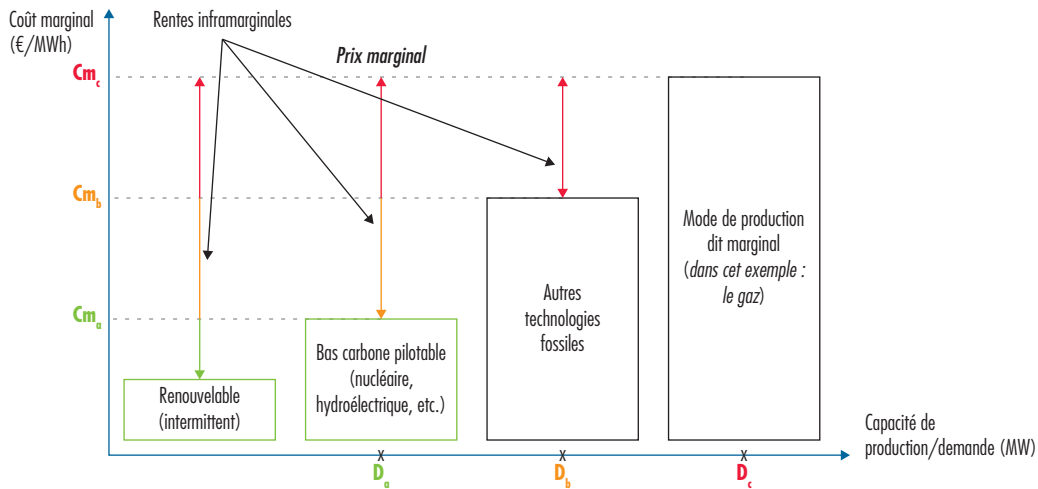
L'organisation du marché de l'électricité selon le principe d'ordre de mérite a joué un rôle important dans la transmission de la crise gazière au marché de l'électricité en 2022 (Adolfson *et al.*, 2023). Sur la période considérée, une production insuffisante du parc nucléaire et ponctuellement des énergies renouvelables, a conduit la génération d'électricité par gaz à être fréquemment le moyen de production marginal, et donc les prix de l'électricité à être déterminés plus souvent par ceux du gaz (Gaulier et Serfaty, 2023).

Schéma 1 Acteurs du marché de l'électricité et fonctionnement actuel



Notes : La mutualisation des marges correspond aux surplus ou déficits de production nationaux, équilibrés sur le marché européen interconnecté. UE, Union européenne.
Source : Auteurs.

Schéma 2 Détermination du prix spot de l'électricité sur le marché de gros par le coût de la technologie de production marginale



Note : L'ordre des technologies est ici à titre d'illustration.
Source : Auteurs.

La forte hausse des prix de l'électricité a mis en difficulté les fournisseurs devant assurer la fourniture d'électricité au prix contracté avant la crise, en particulier au Royaume-Uni avec un nombre important de faillites en 2021 et 2022. Du fait des garanties publiques de fournisseur en dernier ressort, ces faillites ont également entraîné une hausse des prix sur les fournisseurs restants (Fonds monétaire international, 2023). Concomitamment, cette forte augmentation des prix a perturbé les acteurs du marché des dérivés énergétiques du fait de la hausse des appels de marges occasionnée (Brousse *et al.*, 2023).

3 L'Europe a réduit sa vulnérabilité à un choc gazier

Depuis l'épisode de 2022, l'Europe a su réduire sa vulnérabilité à un choc gazier, d'une part en réduisant sa vulnérabilité pour ses approvisionnements en gaz, et d'autre part en réformant son marché de l'électricité pour atténuer la transmission d'un choc sur le prix du gaz.

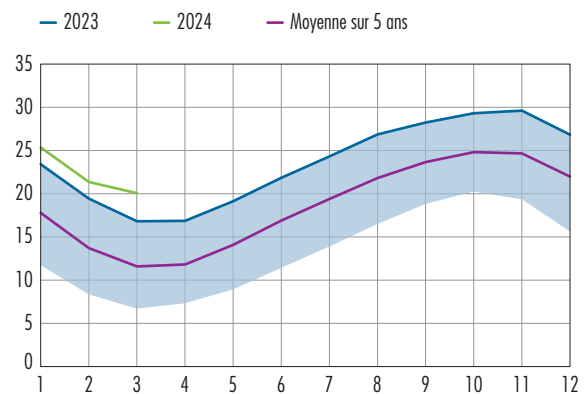
Stockage et diversification des approvisionnements

À court terme, les efforts européens visant à diminuer la demande de gaz et à substituer aux approvisionnements russes des importations en provenance d'autres fournisseurs ont conduit à l'accumulation de réserves de gaz à des niveaux sans précédent. En février 2024, ces stocks

ont atteint une moyenne de 705 TWh, représentant 20% de la consommation annuelle européenne. Ce chiffre est largement supérieur à la moyenne historique pour cette période (cf. graphique 5). Cette stratégie de reconstitution des stocks offre à l'Europe une protection renforcée contre les potentielles perturbations d'approvisionnement à court terme.

G5 Stocks de gaz naturel de l'Union européenne

(axe des abscisses : mois ; axe des ordonnées : stocks en %)



Notes : Le graphique représente les stocks de gaz européens (en proportion par rapport à la consommation annuelle de l'année précédente). La surface bleue détermine la fourchette entre les niveaux minimum et maximum sur la période 2018-2022. Le dernier point est au 11 mars 2024.
Sources : *Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI+)*, Commission européenne (Eurostat), Datastream ; calculs des auteurs.

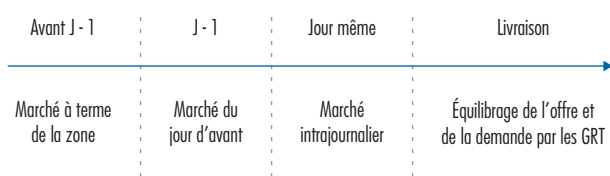
Sur le plan plus structurel, comme indiqué plus haut, l'Europe a compensé la baisse du gaz russe acheminé par gazoduc par une augmentation significative des importations de GNL. Cette diversification, favorisée par la souplesse accrue des livraisons de GNL comparée à celles par gazoduc, permet de mieux absorber les fluctuations d'approvisionnement et réduit la dépendance européenne à un unique fournisseur (Albrizio *et al.*, 2023).

La réforme européenne du marché de l'électricité vise à atténuer l'influence du marché gazier sur les prix de l'électricité

Adoptée par le Conseil de l'Union européenne et le Parlement européen le 14 décembre 2023, la révision de la directive *Electricity Market Design* entend répondre de manière structurelle à la demande de protection des producteurs et consommateurs face aux épisodes de volatilité des prix comme en 2022, en particulier par le développement de contrats de long terme. Le marché de gros de court terme (du jour d'avant et intrajournalier, cf. schéma 3) est maintenu, afin d'équilibrer à chaque instant l'offre et la demande d'électricité au meilleur prix selon le principe d'ordre de mérite (cf. *supra*).

Sur le marché de long terme, la directive révisée permet notamment le recours aux contrats d'écart compensatoire bidirectionnels (*two-way Contracts for Difference*), applicables aux unités de production existantes et futures pour la production d'énergies renouvelables et nucléaires.

Schéma 3 Articulation des marchés de l'électricité en Europe



Note : GRT, gestionnaires de réseau de transport d'électricité.
Source : Auteurs.

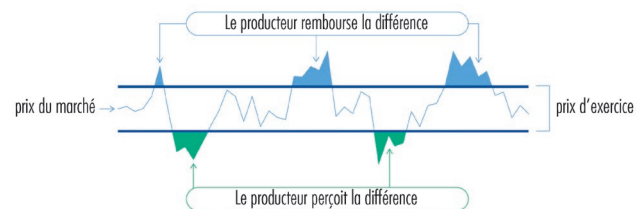
2 À noter que ces contrats couvrent le risque de prix mais pas celui de volume (Schlecht *et al.*, 2024). Or, du fait de la variabilité de la production d'énergies renouvelables, ce risque de volume existe par exemple pour la filière d'énergie nucléaire qui pourrait être amenée à interrompre plus souvent sa production en cas de forte production d'énergies renouvelables. Pour couvrir ce risque, Schlecht *et al.* (2024) suggèrent le développement de contrats dits « financiers » permettant de fixer la compensation indépendamment du volume de production.

3 La directive autorise la mise en place de mécanismes équivalents aux contrats d'écart compensatoire bidirectionnels.

Ce type de contrat consiste à fixer *ex ante* un prix de long terme, dont la différence avec le prix de marché génère une compensation (cf. schéma 4). Ainsi, si le prix de marché est inférieur au prix plancher fixé dans le contrat, le producteur reçoit une compensation de l'autorité régulatrice (en vert). À l'inverse, si le prix de marché est supérieur au prix plafond, les autorités désignées perçoivent le surplus (en bleu). Ce dernier doit être redistribué aux consommateurs, afin de participer au lissage des prix finaux de l'électricité. En d'autres termes, la directive vise à augmenter la part de la production d'électricité facturée dans un couloir de prix fixé, dans le cadre de ces contrats d'écart compensatoire². La directive vise aussi à encourager la contractualisation à long terme au-delà des grands consommateurs d'électricité.

Dans l'esprit de la réforme européenne, la France a conclu le 14 novembre 2023 un accord entre le gouvernement et EDF prévoyant un prix cible (70 euros/MWh en moyenne sur 15 ans) pour l'électricité produite par les centrales nucléaires, ainsi qu'une redistribution des éventuels surplus aux ménages et entreprises. Le dispositif envisagé ne prend pas la forme d'un contrat d'écart compensatoire bidirectionnel³ mais seulement unidirectionnel. En d'autres termes, EDF sera contraint par une forme de prix plafond, tandis qu'aucun prix plancher n'a été fixé pour compenser l'entreprise en cas de prix bas. Le plafonnement des prix n'est toutefois que partiel, et préserve pour EDF l'incitation à optimiser la production, c'est-à-dire à tenir compte de l'équilibre offre-demande

Schéma 4 Fonctionnement des contrats d'écart compensatoire



Source : Conseil de l'Union européenne.

pour placer une production pilotable limitée entre les arrêts pour maintenance et rechargement en combustible, de même que pour positionner au mieux ces arrêts. Le prix cible ne pouvant être constaté qu'*ex post*, les consommateurs avec un contrat à prix variable ne sont qu'imparfaitement protégés contre la forte volatilité des prix résultant du fonctionnement du marché de gros. Les fournisseurs, qui achètent au prix de gros pour revendre à un prix de détail moins volatile, font face à un risque plus grand qu'avec le dispositif Arenh.

Si le débat public sur l'énergie a été dominé par la question des prix excessifs, les développements en cours pourraient le déplacer vers la question de la rentabilité insuffisante des moyens de production. En effet, une offre plus abondante de gaz et d'électricité (développement des capacités d'importation de GNL et d'énergie solaire photovoltaïque, retour du parc électronucléaire français à une meilleure disponibilité) et une demande réduite (économies d'énergie, perte de compétitivité des industries intensives en énergie) font apparaître des épisodes d'excès d'offre de plus en plus nombreux. Ainsi, en France, les prix de marché négatifs ou nuls, quasi inexistantes avant 2019, ont représenté environ 2% des heures en 2023 (et près de 4% des heures pour les Pays-Bas sur la même période). La fréquence de ces épisodes est appelée à continuer à progresser rapidement. Dans ce contexte, et du fait de la tarification marginale qui resterait la norme sur le marché de gros de court terme, certains moyens de production ne sont pas appelés ou à des prix très bas ne permettant pas aux fournisseurs de couvrir leurs coûts fixes. Les réformes en cours ne pourront donc pas se substituer à des politiques de transformations réelles du système énergétique pour répondre aux différents défis (stockage, interconnexions, électrification de nouveaux usages de l'énergie, etc.).

Bibliographie

Adolfson (J. F.), Lappe (M.-S.) et Manu (A.-S.) (2023)
« Risque pesant sur le marché du gaz naturel de l'UE au niveau mondial », *Bulletin économique* de la Banque centrale européenne, n° 1/2023, p. 40-45.

Albrizio (S.), Bluedorn (J.), Koch (C.), Pescatori (A.) et Stuermer (M.) (2023)
« Sectoral Shocks and the Role of Market Integration: The Case of Natural Gas », *American Economic Association, AEA Papers and Proceedings*, vol. 113, p. 43-46.

Brousse (C.), Mème (N.), Saillard (M.) et Stalla-Bourdillon (A.) (2023)
« Les conséquences des chocs énergétiques sur la stabilité financière à l'aune de l'épisode de 2022 », *Bulletin de la Banque de France*, n° 249.

Carluccio (J.), Dunne (N.), Gaulier (G.), Gossé (J.-B.), Le Gallo (F.), Schneider (A.) et Stalla-Bourdillon (A.) (2024)
« Faire face à la crise énergétique : quelles réponses d'urgence apportées dans l'Union européenne ? », *Bulletin de la Banque de France*, à paraître.

Commission européenne (2024)
« EU imports of energy products – latest developments », *Eurostat statistics explained*, 21 mars.

Fonds monétaire international (2023)
« UK article IV selected issues », 6 juillet.

Gaulier (G.) et Serfaty (C.) (2023)
« Solde énergétique en 2022 : la crise de la production électronucléaire survenue au pire moment », *Bloc-notes Éco*, Banque de France.
[Consulter le billet](#)

Parlement européen (2023)
« What if increased energy storage could help fix climate change? », *Scientific Foresight: What if?*, février.

Schlecht (I.), Maurer (C.) et Hirth (L.) (2024)
« Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them », *Energy Policy*, vol. 186.

Éditeur
Banque de France

Directeur de la publication
Claude Piot

Rédaction en chef
Céline Mistretta-Belna

Secrétaire de rédaction
Caroline Corcy

Réalisation
Studio Création
Direction de la Communication

ISSN 1952-4382

Pour vous abonner aux publications de la Banque de France
<https://www.banque-france.fr/fr/alertes/abonnements>

