

Marchés de l'électricité et du gaz en Europe : quelle architecture pertinente entre monopoles et « energy only » ?

Par Édouard SAUVAGE

Directeur général adjoint d'Engie, en charge des activités Infrastructures dans le monde (transport, distribution et stockage du gaz, transport de l'électricité)

La crise énergétique actuelle, provoquée par une réduction brutale de l'offre d'énergie, révèle un profond dysfonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité en Europe. Mais comment répondre à la fois aux défis de la forte augmentation des prix, de la souveraineté énergétique, de la transition énergétique et de la protection des consommateurs ?

Des mesures d'urgence sont nécessaires pour sortir du piège de prix de l'énergie très supérieurs aux valeurs observées sur d'autres continents, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz : plafonner les prix du gaz en se référant à une valeur fixe ou indexée sur d'autres énergies, redonner de la profondeur au marché...

Une réforme structurelle des marchés de l'énergie est indispensable pour enclencher les investissements nécessaires à la transition énergétique, et ainsi apporter une réponse aux enjeux climatiques, mais aussi de souveraineté énergétique et de maîtrise des coûts de l'énergie. L'Union européenne et ses États membres doivent assumer une nécessaire planification énergétique et parvenir à la réalisation des investissements qui s'imposent par le biais d'appels d'offres concurrentiels. Cette planification doit impérativement prévoir des marges de sécurité significatives garantissant la sécurité d'approvisionnement, même dans des scénarios extrêmes, et la substituabilité partielle mais rapide de différents vecteurs par d'autres pour éviter ou répondre à une tension sur les prix d'un vecteur énergétique en particulier.

Depuis le second semestre 2021, le système énergétique européen subit de fortes tensions :

- tensions sur l'approvisionnement de l'Europe en gaz : des livraisons de gaz russe en forte baisse et une réduction des capacités de liquéfaction aux États-Unis (interruption de l'activité de Freeport suite à un incendie) ;
- faible production hydroélectrique (conséquence de la sécheresse) ;
- indisponibilité d'une partie du parc nucléaire français (impact du Covid sur le programme de maintenance des différentes centrales, problème de corrosion sous contrainte pour certaines d'entre elles), d'où un recours accru à des centrales au gaz en France et en Europe pour pallier cette sous-production électrique française. La production d'électricité thermique (au gaz) et les importations d'électricité par la France ont

représenté depuis début juillet 2022 près de 15 % de la consommation électrique. Alors qu'en 2021, la France était exportatrice sur la période allant de juin à octobre.

Ces tensions mettent à mal le système énergétique européen : elles se traduisent par une flambée des prix de l'énergie et des menaces sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe (en gaz et en électricité).

Face à la crise, les États de l'Union européenne réclament des solutions pour aider leurs citoyens et leurs entreprises à surmonter l'envolée des prix.

Mais quels enseignements doit-on tirer de cette crise ?

- Relève-t-elle d'une situation conjoncturelle ou révèle-t-elle un dysfonctionnement structurel des marchés ?

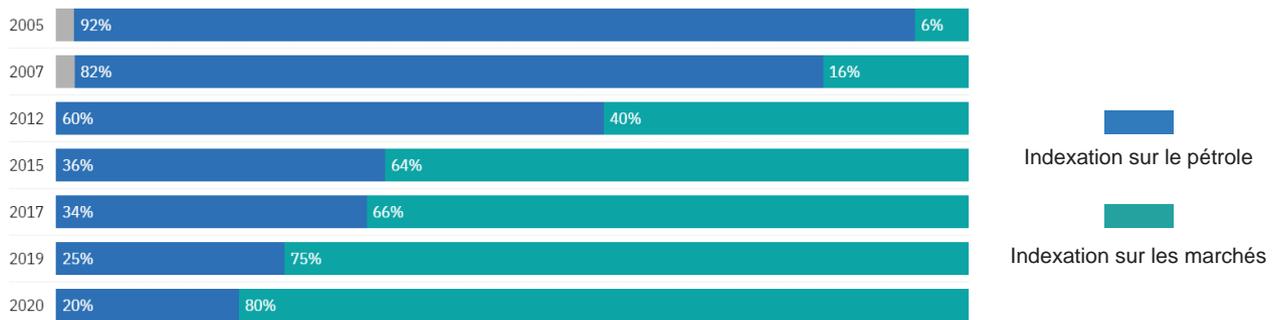


Figure 1 : Évolution des mécanismes de tarification des importations de gaz en Europe sur la période 2005-2020 (% des volumes importés) – Source : AIE.

- Entre monopoles et « energy only market »¹, quelle pourrait être l'architecture pertinente pour les marchés de l'électricité et du gaz en Europe ?

Les limites du fonctionnement des marchés de l'énergie en Europe

L'industrie électrique et gazière était historiquement organisée sur un territoire donné en monopoles intégrés verticalement au niveau de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture. En régime monopolistique, la décision d'investissement était centralisée et la planification de la production revenait à minimiser les coûts pour satisfaire la demande. En décidant de la libéralisation des marchés européens de l'énergie, les États membres de l'Union européenne visaient une baisse des prix pour le consommateur et la création d'un marché unique du gaz et de l'électricité permettant une meilleure sécurité des approvisionnements énergétiques. L'ouverture à la concurrence a été engagée en 1996, avec l'adoption d'une première directive européenne concernant l'électricité, laquelle a été suivie en 1998 d'une directive sur le gaz. Les réformes de libéralisation ont instauré un régime institutionnel, dans lequel les choix technologiques et la gestion des risques d'investissement sont décentralisés au niveau d'acteurs en concurrence. Mais, depuis les années 2000, pour piloter la transition énergétique, l'Europe a introduit de nombreuses exceptions au principe de la concurrence et du libre fonctionnement des marchés ; dans les faits, la puissance publique est progressivement redevenue le principal décideur. Ces interventions politiques

¹ Le « energy only market » (EOM) est un marché dont les acteurs ne sont rémunérés que pour l'énergie fournie. La capacité de production ne constitue pas un produit distinct et n'est pas explicitement rémunérée. Le modèle théorique de l'EOM repose sur le principe que les acteurs du marché opèrent dans des conditions de concurrence parfaite. Le prix de l'énergie devrait être ainsi déterminé par l'équilibre sur le marché entre l'offre et la demande, sans restrictions sous forme de subventions, de plafonnement des prix ou autres interventions réglementaires. La formation libre des prix est essentielle à la fonctionnalité du marché ; elle sert non seulement de signal aux fournisseurs et aux consommateurs pour ajuster respectivement leurs modes de production et de consommation, mais offre également des opportunités de refinancement des infrastructures de pointe, car elle reflète de manière objective le prix réel de l'énergie en situation de pénurie.

d'ampleur vont à l'encontre du principe d'un « energy only market ».

Les limites du marché gazier européen

Historiquement, les prix du gaz naturel en Europe étaient établis à partir de ceux des produits pétroliers en concurrence avec le gaz

Des contrats portant sur plusieurs décennies, qualifiés de « long terme », liaient les grands producteurs de gaz aux grandes « utilities » européennes. Indexés sur les produits pétroliers, ces contrats offraient une garantie de compétitivité au gaz face au pétrole, permettant ainsi le développement du recours au gaz pour l'alimentation en énergie des secteurs industriel et résidentiel en substitution au fuel. L'utilisation de moyennes des prix du pétrole sur plusieurs mois permettait de lisser les prix du gaz. Aucun producteur de gaz ne pouvait dès lors manipuler les prix du gaz. Faute de signal-prix spécifique, les engagements contractuels en volume (y compris les « Take-or-Pay ») étaient indispensables pour garantir l'équilibre offre-demande.

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie a transformé en profondeur le marché gazier européen

Comme mentionné *supra*, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie est intervenue en 1996 avec l'adoption d'une première directive européenne concernant l'électricité, suivie en 1998 par celle du gaz. Les directives aujourd'hui en vigueur sont les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.

La libéralisation du marché européen s'est accompagnée de :

- la suppression des éventuels monopoles d'importation et des marchés nationaux au profit d'un marché européen intégré ;
- la création de places de marché et de places d'échange du gaz (TTF, PEG, PSV, THE, Zeebrugge, NBP...) ;
- l'abandon progressif des contrats indexés sur le pétrole. Aujourd'hui, 80 % des contrats gaziers européens sont indexés sur les indices des places de marché européennes (prix de gros). Au début de l'ouverture du marché, les producteurs ne contrac-

tualisaient pas avec de nouveaux clients, puisqu'ils s'étaient déjà engagés à vendre des volumes aux acheteurs historiques. D'année en année, le poids des contrats de long terme s'est réduit, les acheteurs hésitant à prendre des obligations importantes en termes de volume de gaz.

Le passage à une concurrence gaz-gaz plutôt qu'entre énergies semblait à l'époque pertinent, les ressources mondiales en gaz étant bien supérieures à celles en pétrole. Continuer à payer un gaz abondant au prix d'un pétrole devenant plus rare revenait en toute logique économique à le payer trop cher. La pertinence de cette mesure a pu être constatée à partir de 2009, lorsqu'ont été observés des prix de marché du gaz inférieurs à ceux du pétrole rapportés à leur contenu énergétique, accélérant ainsi le passage des contrats long terme à des indexations marché.

Dès sa création, le marché du gaz ne remplissait pas les conditions d'un marché efficace

Le gaz naturel peut être importé en Europe sous forme gazeuse *via* des gazoducs ou sous forme liquide (GNL²) *via* des méthaniers. À la différence du transport par gazoduc, le transport par méthanier est une solution d'approvisionnement flexible, diversifiée³ et modulable⁴. Les règles de marché n'ont cependant pas donné les signaux-prix nécessaires aux investissements dans les chaînes GNL en Europe : avec pour résultat, des interconnexions insuffisantes entre les marchés et des capacités de regazéification limitées (notamment dans les pays de l'Europe centrale et orientale et les pays de l'Europe du Sud-Est). En 2020, le GNL ne représentait

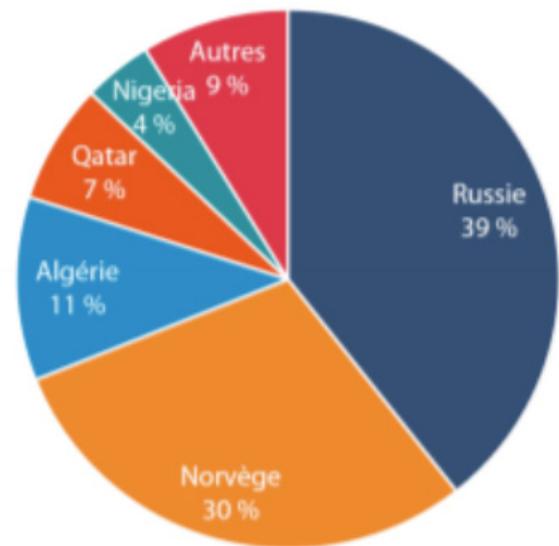


Figure 2 : Origine des importations de gaz de l'UE en 2021 – Source : Eurostat.

que 20 % des importations de gaz de l'Europe (avec de grandes disparités entre les zones). Malgré l'essor du GNL et un fort développement du nombre des acheteurs de gaz, le marché amont est resté oligopolistique avec quatre acteurs représentant 71 % du gaz importé en Europe en 2020. Surtout, les producteurs majeurs étaient tous des entreprises détenues majoritairement par des États non membres de l'Union européenne.

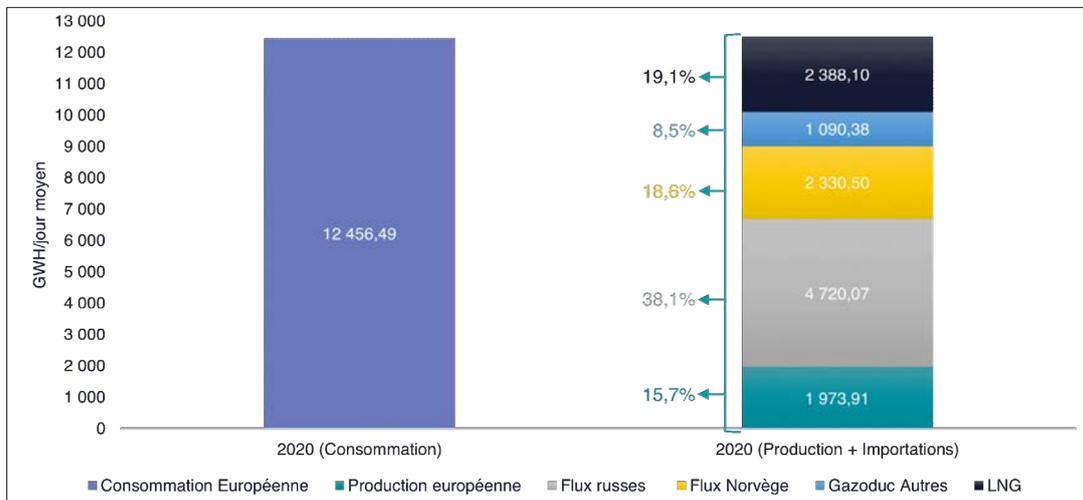


Figure 3 : L'équilibre offre/demande sur le marché gazier européen en 2020 – Source : OMNEGY.

² Le gaz naturel liquéfié (GNL) est un gaz naturel rendu liquide par refroidissement à une température de moins 160°C. Pour une même quantité de gaz naturel, le volume du GNL est environ 600 fois inférieur à celui correspondant à son état gazeux. Le transport du gaz naturel sous forme liquide à pression atmosphérique permet aux navires d'acheminer des quantités importantes d'énergie : le transport maritime est un moyen efficace et compétitif pour diversifier les sources (notamment accéder à des réserves de gaz éloignées) et les routes d'approvisionnement.

³ L'accès à des sources de gaz plus éloignées correspondant à une vingtaine de pays producteurs dans le monde.

⁴ Modulation de la demande grâce aux contrats spot.

Dans le but de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, l'Europe a, en parallèle, accentué son recours et donc sa dépendance au gaz qui est venu se substituer au fuel et au charbon en tant que moyen de production électrique

Les interventions politiques et réglementaires de l'Union européenne en ce sens ont fortement accentué sa dépendance au gaz pour sa production électrique. Ces mesures ont progressivement réduit la flexibilité

de la demande de l'Europe en gaz. La crise actuelle témoigne de la faible capacité de celle-ci à pouvoir moduler sa demande pour répondre aux tensions affectant ses approvisionnements :

- la production des centrales à gaz a triplé en trente ans, laquelle est passée de 200 TWh en 1990 (8 % de la consommation totale) à 600 TWh en 2020 (20 % de la consommation totale) ;
- en parallèle, la production des centrales au fuel a été divisée par quatre, tandis que la production des centrales à charbon fléchissait légèrement en passant de

1 000 TWh à 800 TWh et que la production nucléaire restait stable.

Le résultat : l'Europe a donné à la Russie les clés pour fixer les prix du gaz européen, une capacité que la Russie n'avait pas auparavant

Par sa position dominante (environ 35 %) et par le manque de flexibilité de la demande en gaz de l'Europe, le russe Gazprom a mis en tension le marché gazier européen en réduisant ses livraisons dès l'été 2021.

Cette tension a entraîné une hausse des prix de gros du gaz, qui ont très nettement dépassé les prix indexés

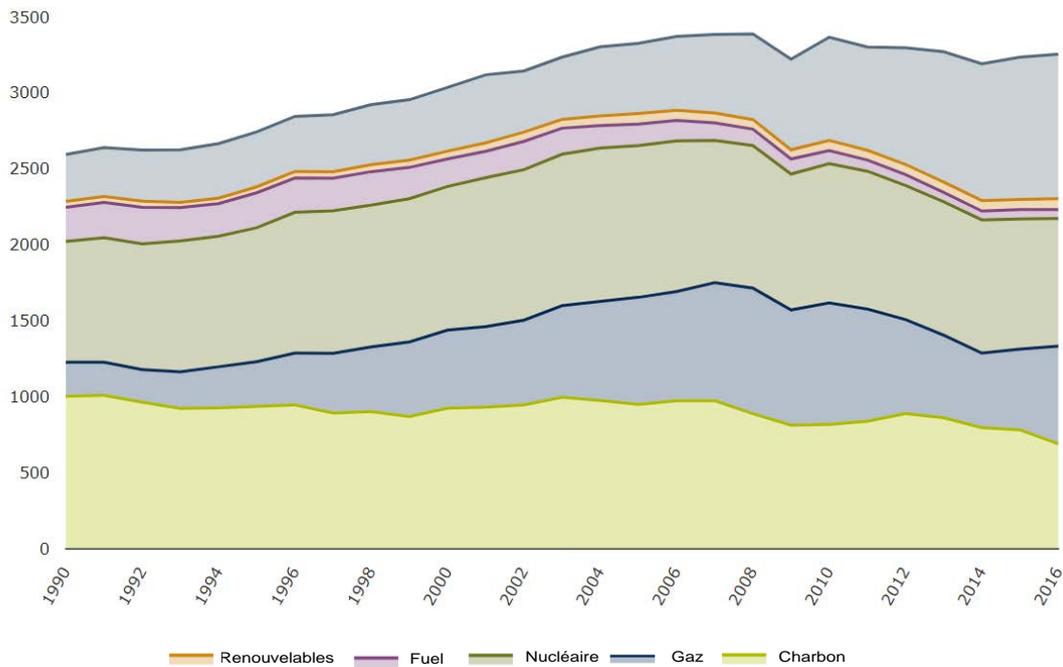


Figure 4 : Évolution du mix électrique européen (TWh) sur la période 1990-2016 – Source : European Environment Agency.

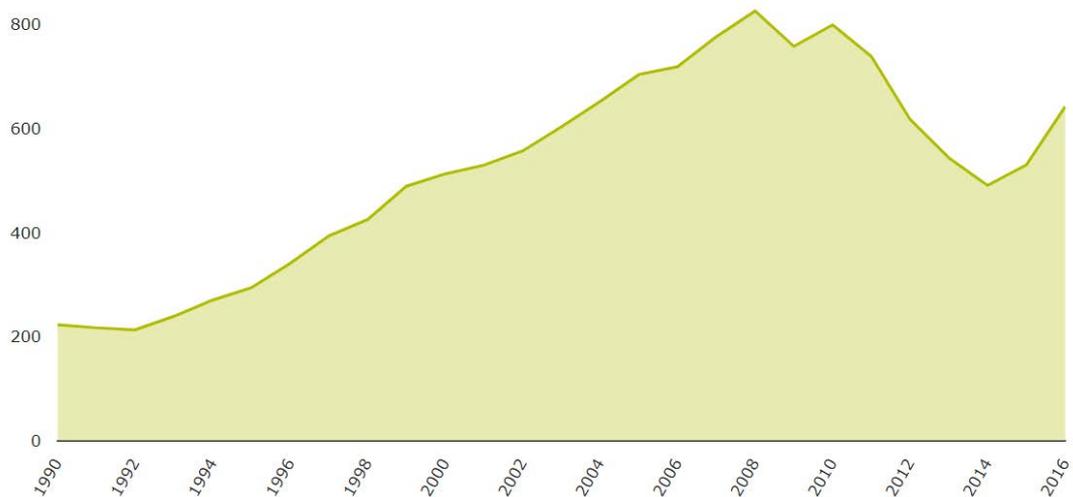


Figure 5 : Production des centrales à gaz en Europe (TWh) sur la période 1990-2016 – Source : European Environment Agency.

sur le pétrole. En 2021, les pays de l'UE-27 ont payé un surplus de 30 Md\$ par rapport à ce qu'ils auraient dû s'acquitter dans un scénario où les prix auraient continué à être indexés sur le pétrole (source : AIE). Cet écart s'est encore accentué en 2022.

Comme 80 % des contrats gaziers européens sont indexés sur les indices des places de marché, la hausse des prix de gros a entraîné une hausse généralisée des prix du gaz, lesquels se sont retrouvés totalement décorrélés des coûts de production (de l'ordre de 20 €/MWh). Cette hausse des prix a des conséquences majeures sur le pouvoir d'achat des consommateurs et sur l'économie européenne (destruction de la demande de l'ordre de 30 % en un an dans le secteur industriel en Europe). Les stocks de gaz à l'automne 2022 sont pleins, ce qui permet d'envisager de passer sereinement l'hiver 2022/23 à climat moyen. Mais les tensions pesant sur le système gazier constituent une menace sur la sécurité d'approvisionnement de l'Europe pour les hivers suivants.

Enfin, dans le sillage de l'augmentation des prix du gaz, les prix de l'électricité sont eux aussi partis à la hausse (règle du « pay-as-clear »⁵).

Le constat est très largement partagé, même chez les acteurs non européens

Le ministre qatari de l'énergie, Saad al-Kaabi, s'est récemment ému de l'inefficacité du marché gazier européen et des conséquences dramatiques dans le monde résultant des prix élevés (black-out au Bangladesh lié à une pénurie de gaz...). Il a déclaré le 29 septembre 2022, en clôture de la Conférence des producteurs et consommateurs de GNL : « Le manque d'investissements en Europe fait peser une lourde charge sur les producteurs et les consommateurs de gaz. Les producteurs doivent trouver des approvisionnements qui pourraient ne pas exister en raison de ce manque d'investissements ».

Face à la crise, les États de l'Union européenne réclament des solutions pour aider leurs citoyens et leurs entreprises à faire face à l'envolée des prix

Ursula von der Leyen a affirmé que le marché du gaz « ne fonctionnait plus » et que « Vladimir Poutine manipulait le marché du gaz en faisant artificiellement gonfler les prix ». Elle a assuré que l'Union européenne allait engager « une réforme en profondeur » des marchés du gaz pour aider les citoyens et les entreprises à surmonter l'envolée des prix. Les dirigeants de l'Union européenne se sont mis d'accord lors du Conseil européen des 20 et 21 octobre 2022 sur un « accord-cadre » visant à mettre en place des mesures destinées à freiner la flambée des prix de l'énergie. La mise en œuvre opérationnelle des objectifs politiques correspondants reste à préciser.

⁵ Le prix horaire « Day-Ahead » est déterminé selon une règle de type « pay-as-clear ». Le prix dans une zone est déterminé par le coût de la capacité marginale de production nécessaire pour satisfaire la demande. Les capacités marginales correspondant souvent en Europe aux centrales à gaz, l'augmentation du prix du gaz a entraîné les hausses de celui de l'électricité.

Les limites du marché électrique européen

Les réformes liées à la libéralisation du secteur électrique ont, dans les années 1990, instauré un régime institutionnel dans lequel les décisions prises en matière d'équipements et de gestion des risques d'investissement ont été décentralisées au niveau d'acteurs en concurrence

L'industrie électrique était historiquement organisée en monopoles locaux et intégrés verticalement. La décision d'investissement était centralisée et la planification de la production revenait à minimiser les coûts tout en satisfaisant la demande. Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, la fixation des prix par le marché devait remplacer la planification centralisée et piloter les investissements. Les prix devaient renseigner les acteurs sur la quantité et le type d'unités à construire, mais aussi le moment opportun pour le faire. Théoriquement, le résultat est le même qu'en situation de monopole : le marché doit envoyer les signaux et donner les incitations permettant aux producteurs de minimiser leurs coûts et donc de maximiser leurs profits.

Dans les faits, les règles de marché n'ont pas donné les signaux-prix nécessaires aux investissements

Le *market design* est basé sur un marché de gros à pas horaire. Ce système donne des prix de court terme ne reflétant pas les coûts de production. Il entraîne une volatilité des prix qui rend complexes les anticipations de long terme pour des *utilities* historiquement attachées à la stabilité de leurs résultats. L'expérience de ces quinze dernières années le prouve : très peu d'investissements ont été réalisés par le marché.

En cherchant à développer les renouvelables, l'Europe a introduit de nombreuses exceptions au principe des investissements motivés par les prix de marché

Le 23 avril 2009, les deux premières directives du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne visant à la promotion des énergies renouvelables ont été publiées. Pour atteindre les objectifs ainsi fixés, les aides publiques sont autorisées et peuvent prendre diverses formes, allant d'une aide à la recherche à la fixation de prix d'achat garantis, en passant par des mesures fiscales. Pour piloter la transition énergétique, la puissance publique est alors progressivement redevenue le principal décideur en matière de choix technologiques et de niveau de capacités. Ces mesures ont brouillé les signaux-prix associés aux capacités électriques pilotables et se sont avérées imparfaites pour déclencher suffisamment d'investissements dans les renouvelables.

Le manque d'investissements a significativement réduit la flexibilité du parc électrique européen et la capacité du système à faire face aux tensions

La situation actuelle de la France en est la preuve concrète. EDF anticipe une production nucléaire comprise entre 280 et 300 TWh en 2022, soit une baisse de 100 TWh par rapport à la moyenne de ces cinq dernières années (380 TWh). Cette baisse résulte des

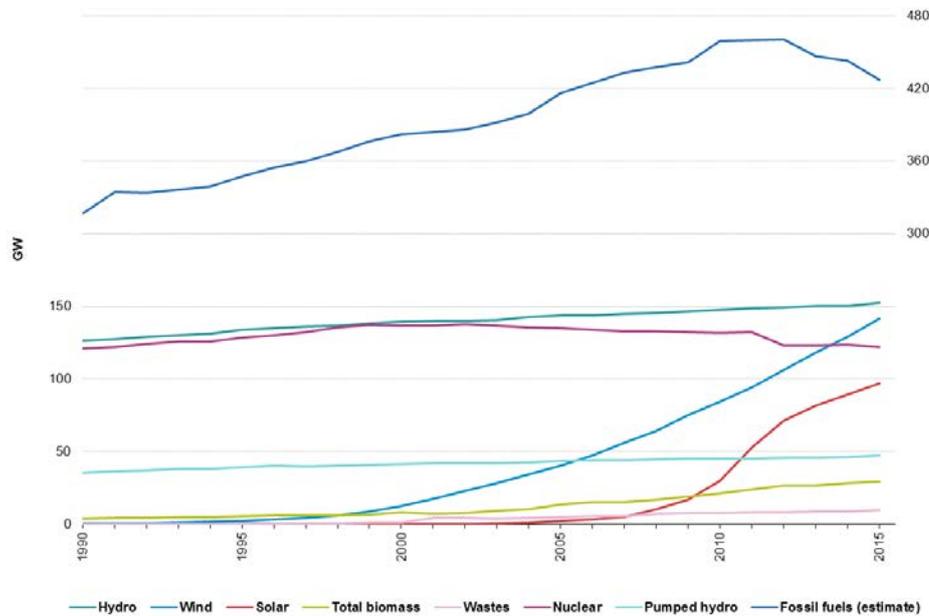


Figure 6 : Capacités électriques installées en Europe (GW) – Source : ResearchGate.

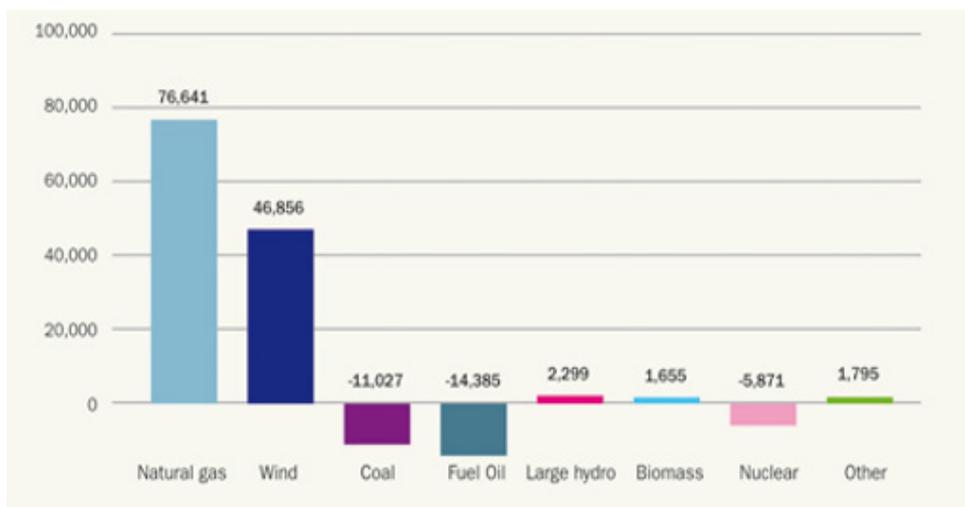


Figure 7 : Augmentation/diminution des capacités électriques de l'UE sur la période 2000-2007 (en MW) – Source : ResearchGate.

indisponibilités du parc nucléaire français. Les marges de manœuvre étant réduites, la France a dû importer environ 45 TWh d'électricité en 2022. En outre, la seule alternative possible étant la production thermique (au gaz), la sous-production électrique française va se traduire par une surconsommation de gaz de l'ordre de 200 TWh en Europe en 2022 (faisant encore peser davantage de tension sur un système qui l'était déjà fortement). Cette situation est commune à l'ensemble des pays européens. L'Europe ne dispose plus de suffisamment de marges de sécurité pour faire face à des situations de crise affectant son système électrique : le parc électrique européen est sous-dimensionné et est trop peu diversifié. En 1990, l'Europe disposait de 450 GW de capacités électriques pilotables (résultant d'un équilibre entre le gaz, le charbon, le fuel et le nucléaire) pour une consommation électrique totale

de 2 500 TWh. Elle ne dispose actuellement que de 500 GW de capacités pilotables (se composant à 60 % de gaz, à 20 % de nucléaire et à 20 % de charbon) pour une consommation de 3 500 TWh.

Plusieurs pays qui s'opposaient récemment à une réforme, s'y sont finalement résolus

Dans le contexte de la hausse des prix de l'énergie, la France et l'Espagne ont demandé dès la fin 2021 d'engager une réforme structurelle du marché européen de l'électricité. Face à la demande de ces deux pays, l'Autriche, le Danemark, l'Allemagne, l'Estonie, la Finlande, l'Irlande, le Luxembourg, la Lettonie et les Pays-Bas ont opposé un refus à une telle réforme, et ce jusqu'à très récemment (automne 2022). Mais face à la persistance de la crise, ils se sont finalement résolus à la nécessité d'une réforme structurelle. Le

chancelier allemand Olaf Scholz a ainsi déclaré que le marché électrique « ne pouvait pas être décrit comme fonctionnel, s'il conduisait à des prix aussi élevés ».

Réformer le marché est une opportunité à saisir pour accélérer la transition bas-carbone et assurer la souveraineté économique de l'Europe

L'Europe est face à un mur d'investissement. En effet, la transition énergétique passe par des investissements massifs dans les capacités de production et les réseaux électriques et gaziers. Dans ce contexte, la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, a récemment affirmé : « le marché de l'électricité ne fonctionne plus et nécessite une réforme radicale pour répondre à tous les défis posés par les transformations structurelles associées à la transition bas-carbone (...). Il faut l'adapter à la réalité nouvelle des énergies renouvelables (EnR) dominantes, car le marché de l'électricité a été conçu, il y a plus de vingt ans, quand les EnR étaient encore marginales ».

Comment répondre au triple défi des prix, de la souveraineté énergétique et de la transition énergétique ?

Au-delà des aspects conjoncturels, la crise révèle un dysfonctionnement profond des marchés de l'énergie en Europe :

- des mesures d'urgence sont dès lors nécessaires pour maîtriser la hausse des prix, assurer la sécurité d'approvisionnement et, finalement, protéger les consommateurs, l'industrie et, plus largement, l'économie européenne ;
- la refonte complète des marchés de l'électricité et du gaz devra se faire au service d'une transition énergétique à coûts abordables.

À court et moyen termes, des mesures sont nécessaires pour sortir de ce piège que représentent des prix du gaz en Europe supérieurs à ceux observés sur d'autres continents et assurer la sécurité de l'approvisionnement de l'Europe en la matière

À court terme, il est nécessaire de plafonner les prix du gaz par référence à une valeur fixe ou indexée

Le marché européen du gaz dépend d'un nombre très limité de vendeurs (principalement la Russie, avant la guerre avec l'Ukraine, et la Norvège, depuis). Contrairement au marché gazier, le marché du pétrole compte un nombre suffisant d'acheteurs et de vendeurs pour qu'aucun acteur ne puisse, seul, manipuler ledit marché ; même l'OPEP dispose d'une marge limitée, puisque cette organisation doit rechercher un accord entre ses membres. La solution du recours à des moyennes de prix du pétrole sur plusieurs mois permettrait de lisser un plafonnement du prix du gaz, et donc de maîtriser les hausses et de maintenir une

rationalité économique et l'attractivité du marché européen du GNL.

À moyen terme, il faut redonner de la profondeur au marché au travers de différentes mesures :

- Augmenter l'offre de gaz (en particulier, les importations de GNL) en maximisant les imports non russes en Europe. Deux mesures sont nécessaires :
 - Contractualiser de nouveaux volumes de GNL pour augmenter l'offre, diversifier les sources d'approvisionnement (20 pays en sont producteurs dans le monde) et accroître la flexibilité des approvisionnements européens (modulation en fonction de la demande grâce aux contrats spot). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que l'UE pourrait augmenter ses importations de GNL à court terme de 60 bcm. Pour sa part, la Commission européenne évoque un potentiel de 50 bcm.
 - Investir dans les infrastructures gazières européennes pour accroître les capacités de réception du GNL, renforcer l'interconnexion entre les pays et les capacités de stockage du gaz (sans avoir à s'inquiéter d'un risque de coûts échoués, les retours sur investissements se faisant sur des durées très courtes⁶).
- Encourager la réduction des consommations de gaz et d'électricité⁷ et accélérer les mesures d'efficacité énergétique (efficacité énergétique dans le tertiaire et l'industrie ; rénovation thermique dans le résidentiel ; mesure « thermostat » ; réduction de la consommation d'eau chaude sanitaire...).
- Instaurer de nouveaux leviers jouant sur la consommation de gaz pour pouvoir la moduler en cas de tension sur le marché : cela notamment en encourageant et en développant les usages bimodes dans l'industrie, le résidentiel et le tertiaire (chaudières gaz-fioul, pompes à chaleur hydrides...).
- Constituer des réserves stratégiques en termes de capacités électriques pilotables pour pouvoir moduler la production en cas de tension : investir dans des capacités électriques devant servir de réserve pour pouvoir faire face à des situations de crise (des centrales à gaz associées à des stockages stratégiques de gaz, des centrales bimodes gaz-fioul...).

⁶ La volatilité des prix a été exacerbée par le conflit russo-ukrainien. La crise énergétique européenne en résultant s'avère être un rappel brutal du rôle vital du GNL et des terminaux méthaniers pour assurer la sécurité énergétique et la stabilité économique. Dans un contexte de hausse importante des prix des énergies, la capacité d'importer du gaz liquéfié en Europe participe à diminuer la facture pour le consommateur ; en témoigne l'écart des prix du gaz entre l'Allemagne et la France. Depuis le début de la crise, le gaz a été vendu 20 €/MWh moins cher en France qu'en Allemagne. Un terminal méthanier, comme ceux de Montoir-de-Bretagne ou de Fos-Cavaou, en ayant réceptionné 50 TWh en 6 mois de crise, a permis de réduire la facture en gaz de la France de 1 Md€, permettant ainsi de rentabiliser sur la même période de 6 mois l'investissement fait dans ledit terminal.

⁷ Économiser 1 TWh d'électricité permet de se passer de 2 TWh de gaz.

À plus long terme, la transition énergétique est une réponse aux enjeux climatiques, mais aussi en matière de souveraineté énergétique et de maîtrise des coûts de l'énergie

Sources d'énergies inépuisables, compétitives et locales, les énergies renouvelables sont une réponse à la crise à condition de mener efficacement la transition énergétique. Les scénarios qui parieraient sur une seule énergie ne remplissent pas cette condition. Le scénario tout-électrique, par exemple, serait source de redondances au niveau des moyens de production et des réseaux, ce qui en ferait exploser le coût et consommerait bien trop d'espace, et ce sans garantir la continuité de la fourniture d'énergie. Le bouquet d'énergies nécessaire à la transition doit être varié : l'électricité, c'est-à-dire les renouvelables et le nucléaire, mais aussi la production de chaud et de froid, ainsi que, bien sûr, les économies d'énergie et le vecteur gaz (méthane renouvelable, hydrogène). Ce dernier est nécessaire pour au moins trois raisons :

- La densité énergétique du vecteur gaz est indispensable pour répondre aux besoins des secteurs dont l'électrification n'est pas envisageable : c'est le cas pour de nombreuses industries, pour la mobilité lourde et, dans bien des cas, pour le chauffage.
- Les différents gaz sont facilement stockables et transportables. Ils permettent ainsi de lisser les pointes, de pallier les intermittences et d'assurer l'équilibre et la sécurité du système énergétique. Le réseau gazier fournit ainsi en hiver, pendant la pointe, au moins 1,5 fois la puissance de l'ensemble du réseau électrique français.
- Les infrastructures gazières existent, ne pas les utiliser *a minima* en *back-up* du système énergétique serait un gâchis économique.

Pour réussir la transition, nous avons une responsabilité collective, celle de maintenir la rationalité du débat. Nous devons développer toutes les énergies renouvelables électriques comme gazières partout où cela est possible (le biométhane, par exemple). Cette dernière énergie est mobilisable rapidement et pourra progressivement remplacer le gaz russe. Ainsi, en France, le biométhane pourrait venir se substituer aux volumes historiques de gaz russe d'ici à 2030. La Commission européenne a d'ailleurs doublé son objectif « Fit for 55 » de production de biométhane à partir des déchets de l'industrie agricole pour le porter à 35 bcm par an d'ici à 2030 (soit l'équivalent de 22 % des importations russes et 8 % de la consommation européenne), un chiffre à comparer à un potentiel estimé entre 100 et 180 bcm en 2050 (source : EBA, European Biogas Association). Des évolutions en matière de régulation sont aussi nécessaires en Europe pour accélérer le développement de ce gaz et indispensables pour respecter les engagements politiques pris.

Conclusion

Les marchés européens de l'électricité et du gaz ont fonctionné depuis deux décennies selon un modèle « energy only ». Ce système a été critiqué dès l'origine : certains recommandaient la création d'un marché électrique prenant en compte la capacité disponible, quand d'autres préconisaient le maintien des monopoles. En tout état de cause, ce marché n'est plus adapté à l'ambition européenne de transition énergétique. Un investisseur avisé ne décidera pas sur la base des seuls prix de marché, mais plutôt en prenant en compte les annonces politiques faites : sur ce point, la mise en place par les États de mesures de captation de la rente infra-marginale montre bien que les investisseurs auraient tort de prendre leurs décisions sur la base des seuls prix de marché. Les investissements dans les renouvelables se sont faits en Europe au travers de la mise en concurrence de porteurs de projet, auxquels on garantissait un revenu (FIT ou CfD). À l'instar de nombreux autres pays dans le monde, l'Europe et ses États membres doivent assumer une planification politique de l'énergie et des investissements par le biais d'appels d'offres, notamment pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Pour éviter la situation actuelle avec des prix de l'énergie en Europe bien supérieurs à ceux observés sur d'autres continents, cette planification doit prendre en compte les incidences financières pour le système des choix qui sont faits aujourd'hui : favoriser une diversification des sources d'approvisionnement pour éviter des dépendances excessives et prévoir des marges suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement même dans des scénarios extrêmes, et ce en jouant sur la substituabilité entre eux des différents vecteurs énergétiques. Un point fait aujourd'hui consensus : la flambée des prix générée par cette brutale réduction de l'offre d'énergies fossiles provoque un transfert de centaines de milliards d'euros des consommateurs (ou des contribuables européens *via* les boucliers tarifaires) vers les pays producteurs que sont la Russie, le Qatar ou la Norvège, des milliards qui auraient été plus utiles aux Européens pour financer des opérations d'efficacité énergétique et, par là même, réduire les émissions de CO₂ au niveau mondial.