

La crise gazière, et ce qu'elle nous dit sur les marchés européens de l'énergie

Didier Holleaux*

@ 33476

Mots-clés : gaz, Europe de l'énergie, marché, géopolitique, histoire

Après un rapide bilan critique de la construction du marché intérieur du gaz naturel, l'article décrit le déroulement de la crise énergétique, en insistant sur le rôle de Gazprom et le parallélisme des crises gazières et électriques dans la période du printemps de 2021 à février 2022. Le déclenchement de la guerre russe en Ukraine va servir de révélateur des faiblesses intrinsèques du marché intérieur du gaz, que l'article met en évidence à travers les exemples de l'action de l'Allemagne et de la Commission européenne, du débat sur le plafonnement des prix et du rôle des infrastructures. Enfin, l'article décrit comment l'insuffisance de compréhension de l'économie du gaz par les autorités (notamment communautaires) les conduit à prendre des décisions inopportunes sous l'influence d'organisations aux intérêts divers.

Introduction

2023 a été marquée à la fois par le 25^e anniversaire de la première « directive gaz » et par une relative stabilisation de la crise gazière qui a éclaté en 2021. C'est donc une bonne occasion pour évoquer l'histoire de ces 25 dernières années (et en particulier les 3 dernières) et pour en tirer un bilan.

Ce récit et ce bilan sont nécessairement subjectifs, à la fois parce que j'ai participé à cette histoire comme cadre dirigeant de Gaz de France, GDF Suez et ENGIE depuis 30 ans, et comme président d'Eurogas entre 2021 et 2024, et parce que le format d'un article impose une sélection radicale des faits et événements de cette période.

* ENGIE.

Cet article résume et enrichit une partie de l'ouvrage *La vraie histoire du gaz* (éd. Le Cherche midi, janvier 2024) et les opinions exprimées dans cet article, comme dans le livre lui-même, n'engagent ni ENGIE, ni Eurogas, ni les éditeurs.

La première partie de l'article revient sur la construction du marché européen du gaz, la seconde traite l'amorce de la crise en 2021 (et début 2022), la troisième est consacrée aux événements postérieurs à l'agression russe en Ukraine et la quatrième traite de l'illusion de la fin de la crise.

1. Un bilan critique de la construction du marché européen du gaz

De procédures contentieuses en directives, la CEE, devenue l'Union européenne (UE), a poursuivi depuis les années 1980 l'abolition des monopoles gaziers régionaux ou nationaux au profit d'un marché ouvert et européen du gaz. Cette ouverture s'est faite de 2000 (grands clients industriels) à 2007 (clients particuliers). Au passage, la Commission européenne a obtenu que l'énergie soit une compétence partagée dans le traité de Lisbonne (2007).

Plus de 25 ans après la première « directive gaz », nous pouvons examiner les résultats de cette initiative.

On attribue généralement à une politique énergétique trois objectifs, qui sont partiellement contradictoires et constituent « le trilemme de l'énergie » : la durabilité environnementale du système énergétique, la sécurité de l'approvisionnement en énergie et la maîtrise du coût de l'énergie¹. Or deux décennies après le début de l'ouverture du marché, le bilan qu'on peut faire sur ces 3 points est mitigé, voire négatif.

1.1. Durabilité environnementale

La principale façon d'améliorer la durabilité du système énergétique est d'y augmenter la part des énergies renouvelables. Dans le cas du gaz, il s'agit de biométhane et de gaz bas carbone (par exemple issu de la pyrogazéification de déchets). Or, inclure et augmenter la part de tels gaz, dont le prix — au moins au début — est supérieur à celui du gaz naturel, dans une organisation du gaz en concurrence est beaucoup plus complexe que dans un monopole.

Là où une simple instruction de l'État ou du régulateur à l'entreprise détentrice du monopole permet d'augmenter la part des gaz verts dans le gaz vendu par le monopole en répartissant les coûts sur tous les clients, dans un marché en concurrence il va être nécessaire de mettre en place soit une obligation législative, avec un système de contrôle et de sanction adapté, soit un système de soutien budgétaire financé par le contribuable (qui devront être âprement négociés à Bruxelles le cas échéant). Ces dispositifs doivent en outre être réajustés en permanence pour s'adapter à l'évolution du marché sans créer de rentes excessives ni ruiner les investisseurs.

Tout cela prend du temps et du capital politique dans chaque État et à l'UE, et on ne peut s'empêcher de penser que les gaz verts auraient été développés plus rapidement avec une structure de monopoles régionaux ou nationaux qu'avec un marché ouvert.

1.2. Sécurité énergétique

La sécurité d'approvisionnement a été le parent pauvre de la politique gazière de l'UE. L'ouverture du marché du gaz à la concurrence a été largement inspirée de celle du marché de l'électricité d'une part, et de celle du marché britannique du gaz dans les années 1990 d'autre part. Mais ces deux marchés étaient très largement approvisionnés par leurs productions domestiques. À l'inverse, le marché européen du gaz est importateur depuis 1974 et largement dépendant de pays extraeuropéens qui n'appliquent pas les règles de la concurrence. Ouvrir un marché dans ces conditions aurait supposé d'imposer une politique très exigeante de diversification d'approvisionnement.

Seuls quelques États et compagnies l'ont fait, en continuant les pratiques antérieures à l'ouverture des marchés. Mais de nombreux autres ont renoncé à cette diversification et, en 2021, certains pays comme l'Allemagne et l'Italie dépendent à plus de 40 % de Gazprom.

Cette dépendance sera largement responsable des pics de prix de 2022 (jusqu'à 350 €/MWh) et de la destruction d'une partie de l'industrie européenne.

1.3. Maîtrise du coût de l'énergie

La théorie veut que la concurrence fasse baisser le prix du gaz. C'est d'ailleurs la raison officielle pour laquelle la CEE puis l'UE ont ouvert le marché du gaz à la concurrence². Cette ouverture va s'incarner dans la création d'un marché court terme du gaz, dont le TTF³ (Pays-Bas) devient l'indice directeur, et à partir du début des années 2010 la plupart des approvisionnements de gaz européens seront indexés sur le prix TTF.

Mais si on observe les prix de gaz sur le marché TTF, et qu'on les compare à un prix du gaz indexé sur le pétrole tel que ceux qui prévalaient pour les contrats long terme avant l'ouverture du marché, on peut distinguer 5 périodes :

- Entre 2000 et 2008, puis entre 2015 et 2020, les prix TTF et indexés Brent sont globalement

équivalents, c'est à nouveau le cas depuis le printemps 2023 et en 2024, mais avec une forte volatilité de TTF.

- Entre 2009 et 2014, les prix TTF sont très sensiblement plus bas que les prix indexés Brent. Ce décrochage a été enclenché par la crise dite «des *subprimes*», qui a provoqué une récession.
- Enfin en 2021, 2022 et dans une moindre mesure au premier trimestre 2023, les prix TTF sont tellement supérieurs aux prix Brent que ces deux années à elles seules annulent tout l'avantage que le marché ouvert du gaz avait pu créer par rapport aux formules de prix traditionnelles au cours des 20 années précédentes.

Donc, sur longue période, l'ouverture des marchés ne peut pas être associée à une baisse des prix de gros du gaz, même si elle a pu avoir durant plusieurs années un effet bénéfique sur les prix de détail du fait de la pression mise par la concurrence sur les marges des entreprises et de la pression des régulateurs sur les coûts des opérateurs de réseaux.

1.4. Bilan

Sur aucun des trois objectifs usuels d'une politique énergétique, l'ouverture du marché du gaz européen n'a produit des effets positifs significatifs par rapport à l'organisation qui prévalait avant cette ouverture.

Faut-il pour autant revenir aux monopoles d'importation du gaz? Non, car cela nécessiterait beaucoup de temps, d'argent et de capital politique, à un moment où ces ressources doivent être utilisées pour accélérer la transition et développer les gaz verts.

Cela doit-il nous rendre anti-européens? Non, car si nous avons souffert durant la crise gazière des conséquences des politiques hasardeuses de certains pays voisins, c'est au moins autant à la géographie, qui fait que nos réseaux sont interconnectés, qu'aux institutions de l'UE, que nous

le devons. Être désunis dans cette crise, ou nous livrer à la panique du «chacun pour soi», aurait empiré les effets de cette crise.

Mais nous devons rompre avec l'approche idéologique qui pense que l'ouverture du marché suffit à ce qu'une «main invisible» prenne soin de nos objectifs de politique énergétique.

Le fonctionnement du marché (*market design*) doit être analysé en permanence pour vérifier qu'il est adapté à la situation actuelle et à l'évolution souhaitée de notre système énergétique (dont le gaz n'est qu'une des composantes) et ajusté autant qu'il est nécessaire pour répondre aux attentes de nos concitoyens sur les trois objectifs du trilemme. Un marché européen du gaz qui réponde à tout moment aux enjeux de la transition est un travail de Pénélope, à reprendre tous les jours. Faute d'y avoir consacré l'attention nécessaire, l'Europe aborde 2021 dans une situation de faiblesse et les trois phases de la crise qui survient alors vont illustrer cette faiblesse.

2. La crise éclate : janvier 2021-février 2022

L'année 2021 commence par une situation extrêmement classique de déséquilibre croissant entre l'offre et la demande de gaz au niveau mondial.

2.1. La demande est élevée

Sans chercher l'exhaustivité, on peut citer les facteurs suivants parmi ceux qui génèrent une demande élevée :

- L'hiver 2020-2021 se termine par un épisode de froid relativement tardif qui touche l'ensemble de l'hémisphère Nord. Donc, dans toute l'Europe, on finit l'hiver avec des stocks de gaz vides. En Asie, dans des pays comme le Japon ou la Corée, qui n'ont pas de stockages souterrains de gaz et ont donc besoin à tout moment d'un approvisionnement aussi proche que possible de leur consommation, la demande est très forte en fin d'hiver. Sur toute la période de février à l'été 2021, tous ces pays

important donc des volumes de gaz plus élevés que d'habitude pour satisfaire la demande immédiate ou remplir leurs stockages.

La Russie est dans une situation particulière, car en 2020-2021 elle a mis en service de nouveaux stockages souterrains, qu'il faut donc remplir à hauteur de 4,6 milliards de mètres cubes environ. Cela s'ajoute au volume record de 60,6 milliards de mètres cubes qu'il faut injecter dans les stockages russes préexistants pour compenser le soutirage de l'hiver. Gazprom ne terminera ce remplissage que le 8 novembre 2021.

- La pluviométrie est insuffisante, notamment en Amérique du Sud. Cela réduit la production hydroélectrique, qui doit être compensée par celle des centrales à gaz, ce qui augmente les importations de GNL en 2021 par l'Argentine et le Brésil de 7 milliards de mètres cubes de gaz.
- La substitution du charbon par le gaz se prolonge en Chine et, combinée à la reprise post-Covid, conduit celle-ci à importer 22 milliards de mètres cubes de gaz (sous forme de GNL) de plus qu'en 2019. Mais cette substitution se passe aussi en Europe : la réforme de l'ETS, qui fait passer en 2021 le prix de la tonne de CO₂ de 25 à 80 €, incite les producteurs d'électricité à faire tourner les centrales à gaz plutôt que celles au charbon.
- Il y a moins de vent qu'attendu en Europe, en particulier pendant l'été en Europe du Nord, ce qui conduit à faire tourner des centrales électriques à gaz pour compenser la baisse de production éolienne induite (de 10 à 15 % selon les pays).
- La reprise de l'activité post-Covid un peu partout dans le monde fait rebondir le besoin de gaz, et particulièrement de GNL, au-dessus des niveaux de 2019.

2.2. ... et l'offre est faible

Les champs de gaz européens poursuivent leur déclin, qui se combine avec le report en 2021 des maintenances retardées en 2020 pour cause de Covid : la production en Europe en 2021 est inférieure de 16 milliards de mètres cubes à celle de 2019. À cela s'ajoute toute une série de baisses de production dans le monde, dues à des incidents techniques, cyclones, maintenances retardées par la Covid, ou problèmes politiques (gazoduc Maghreb-Europe).

L'année 2020 et le début de 2021 ont vu, après la chute des prix autour de 5 €/MWh due à la Covid, un retour du TTF aux environs de 20 €/MWh (16 à 17 en décembre 2020 et 20 au premier trimestre 2021), qui est approximativement sa moyenne des huit années précédentes. Mais, au deuxième trimestre de 2021, les prix du gaz en Europe, mais aussi ceux du GNL échangé sur le marché mondial, augmentent, en conséquence logique du déséquilibre offre-demande. À partir de mai 2021, quand le remplissage des stockages devient la priorité des opérateurs du marché du gaz, les prix commencent à s'envoler : 25 €/MWh en mai, 35 €/MWh en juillet, 43 €/MWh en août, 62 €/MWh en septembre...

Gazprom, qui habituellement utilise ces périodes de hausse des prix pour écouler des volumes additionnels sur le marché européen à court terme, ce qui tend à modérer la hausse des prix, ne le fait pas cette fois-ci. Il est cependant difficile de distinguer ce qui relève d'une politique commerciale délibérément restrictive et ce qui est la conséquence logique du besoin russe de remplir ses propres stockages. On peut cependant citer à l'appui de la restriction délibérée quelques déclarations russes insinuant (contre toute vraisemblance) que si Nord Stream 2 était en service, il y aurait plus de volumes de gaz disponibles en Europe.

C'est à l'été 2021 qu'il devient clair que la Russie joue à la hausse des prix sur le marché européen. En effet, tous les calculs montrent qu'elle pourrait produire assez de gaz pour remplir ses stockages et vendre également à court terme sur

le marché européen, et qu'elle continue cependant à n'alimenter l'Europe qu'à la hauteur de ses obligations contractuelles de long terme sans y ajouter de quantités spot, alors même que les prix européens sont très supérieurs aux coûts de production et de transport. Par ailleurs, on observe que Gazprom ne remplit pas (ou très modérément) les stockages dont il dispose dans l'Union européenne et ne réserve pas de capacité de transit au-delà de ses contrats de long terme. Le marché du gaz prend très rapidement en compte cette anomalie de comportement qui contribue à la montée des prix au TTF vers 43 €/MWh en moyenne mensuelle en août, et 62 €/MWh en septembre. Pendant tout l'automne, divers signes démontrent que la Russie continue à jouer à la hausse sur le marché européen. Même avec le recul, il est difficile de dire s'il s'agissait d'une stratégie délibérée *a priori* pour préparer l'agression contre l'Ukraine ou s'il s'agissait d'une pure réaction opportuniste de maximisation des profits offerte par la hausse des prix du marché, qui, accessoirement, permettait de constituer un trésor de guerre en prévision d'un conflit.

En tout cas, l'effet sur les prix moyens au TTF est certain : on atteint 86 €/MWh en octobre, et après une brève baisse en novembre, 113 €/MWh en moyenne en décembre. À ce niveau, il est clair que la politique de restriction des quantités mises sur le marché pour faire monter les prix est une tactique gagnante : il a suffi, pour multiplier les prix par cinq, que Gazprom réduise ses exportations mensuelles vers l'UE de 12,6 milliards de mètres cubes par mois en début d'année 2021 à 10 milliards de mètres cubes en moyenne au quatrième trimestre. Vendre 80 % des quantités habituelles cinq fois plus cher revient à augmenter son revenu de 300 % ! Cela s'appelle aussi un abus de position dominante. Le problème réside dans le fait que pratiquement tous les grands producteurs sont extra-européens, et en conséquence, l'article 102 du traité de l'Union qui prohibe ces abus ne peut en pratique leur être appliqué.

En janvier et février 2022, les prix au TTF redescendent un peu du pic de décembre pour se stabiliser autour de 80 €/MWh. Cela se combine avec des importations relativement faibles,

de l'ordre de 8 milliards de mètres cubes par mois : un hiver doux et des effets contractuels (la valeur très élevée du TTF de décembre vient augmenter le prix du gaz livré les mois suivants dans le cadre des contrats de long terme, qui sont fondés sur des moyennes de prix sur plusieurs mois, de sorte que les clients en achètent le moins possible) expliquent cette relative modération qui dure jusqu'à la guerre.

2.3. Comment la situation électrique en Europe remet de l'huile sur le feu...

En parallèle des tensions sur le marché du gaz, une crise se déploie dans l'électricité :

L'hydraulique européen

Les précipitations ont été faibles en Europe durant l'hiver 2020-2021 et de nombreux pays abordent l'été avec des barrages peu remplis (à 65 % en France au début de juillet 2021, contre 82 % au même moment en 2020).

Cette faible hydraulicité induit moins de volume disponible et plus de contraintes de maintien du débit des rivières, ce qui oblige à produire à des moments qui ne sont pas ceux où le besoin d'électricité est le plus fort.

L'énergie hydraulique « au fil de l'eau » est aussi affectée en 2022 par une diminution sensible du débit moyen des rivières.

L'éolien européen

L'année 2021 est moins ventée que la moyenne, d'environ moins 20 %. Comme nous l'avons vu plus haut, les pays qui possèdent les plus grands parcs éoliens doivent solliciter d'autres moyens de production pour compenser cette baisse de production électrique, qui survient principalement en été.

Le nucléaire français

Le parc nucléaire français attaque l'année 2021 avec un important retard dans les opérations de maintenance et en particulier des « arrêts de

tranche» (recharges de combustible, visites décennales, opérations de «grand carénage» destinées à préparer l'extension de la durée de vie des centrales). Ce retard est officiellement imputé à la Covid. Par ailleurs, un incident générique survient au plus mauvais moment. Lors de la visite décennale de la centrale de Civaux (Vienne), le 21 octobre 2021, une corrosion sous tension est détectée sur un circuit annexe du circuit primaire. Il s'avère très vite que le défaut est générique et affecte potentiellement toutes les tranches de 1 300 et 1 450 MW, qui devront être inspectées, et le cas échéant arrêtées durant plusieurs mois et réparées. Il résulte de ces deux facteurs une faible disponibilité de la flotte nucléaire durant le dernier trimestre de 2021 et en 2022 : le facteur de charge du nucléaire français n'atteint pas 52 % en 2022 ; c'est l'un des plus faibles du monde. Cette très forte tension sur le marché de l'électricité précède de loin la guerre russe en Ukraine et se développe en même temps que la crise gazière.

2.4. Deux crises et pas une seule

Les deux crises sont évidemment corrélées, puisque dans bien des pays européens, les centrales à gaz sont le seul moyen de remplacer la production insuffisante des autres sources d'électricité, de sorte que le prix du gaz fixe un plancher pour le prix de l'électricité.

Mais ces deux crises sont parallèles et non provoquées l'une par l'autre : elles s'aggravent mutuellement mais auraient existé séparément. La preuve de la relative indépendance des crises est que, durant la quasi-totalité de l'année 2022, les prix du gaz en Allemagne — où la crise gazière est plus grave que la crise électrique, car ce pays n'a pas d'alternative à l'importation de gaz russe, tandis qu'il a conservé une part importante de sa production électrique au charbon et une réserve stratégique de capacité de production électrique — sont plus élevés que les prix du gaz en France (de 3 à 50 €/MWh), tandis que le prix de l'électricité est plus élevé en France, où la faible disponibilité du nucléaire et de l'hydraulique génère une plus forte appréhension de pénurie (de 20 à 200 €/MWh). En moyenne annuelle, les prix spot de l'électricité en France s'établissent à 275 €/

MWh, contre 235 €/MWh, soit 15 % de moins en Allemagne. Or, si les crises du gaz et de l'électricité étaient corrélées par un lien de causalité, les différences de prix iraient évidemment dans le même sens.

Il est amusant de constater que c'est la croyance infondée que les prix de l'électricité sont montés en 2022 exclusivement à cause des prix du gaz qui va finalement déclencher une réforme partielle du marché de l'électricité qui était en réalité nécessaire depuis plusieurs années.

Mais les deux crises se combinent aussi parce qu'elles affectent au même moment les clients finaux européens et se confondent, dans l'esprit du public, comme une seule et même crise énergétique.

3. La guerre

3.1. Les manipulations de prix russes

Dès le début de la guerre, le 24 février 2022, il est évident pour tous les observateurs que la Russie va utiliser le gaz au moins pour financer l'effort de guerre, mais probablement aussi pour faire pression sur l'Ukraine et sur l'Europe. D'ailleurs, les prix au TTF remontent dès le mois de mars 2022 à une moyenne de près de 127 €/MWh.

La Russie joue la carte de la manipulation des prix avec un caractère systématique qui n'exclut pas une certaine finesse. Dès que les prix semblent se stabiliser et amorcer une décrue relative, une annonce russe vient semer l'inquiétude sur les marchés. Par exemple, le pouvoir politique russe fait savoir que les pays européens vont devoir payer leurs contrats de long terme de gaz en roubles (le 24 mars), puis Gazprom indique que la notification de cette obligation à ses acheteurs a été envoyée, puis énonce les premiers contrats qui seront interrompus parce que les acheteurs n'ont pas accepté le paiement en roubles, puis avertit de la fermeture (dès le lendemain) du gazoduc Yamal-Europe, puis informe des problèmes de maintenance de turbines sur le gazoduc Nord Stream 1, information elle-même décomposée en de nombreuses

annonces successives et soufflant alternativement le chaud et le froid... Le pouvoir russe ne manque ni d'imagination ni de persévérance, en utilisant le même fait générateur pour provoquer plusieurs mouvements sur les marchés, finissant par susciter à l'été 2022 une véritable panique qui fera monter les prix jusqu'à 350 €/MWh.

Ces manipulations de prix et cette panique étaient-elles évitables? En partie, et nous verrons plus loin comment la gestion du paiement en roubles ou le plafonnement des prix auraient pu réduire considérablement l'impact des manipulations russes.

La Russie ne se limite cependant pas à des annonces pour manipuler les prix, elle passe à l'action. Dès fin avril 2022, elle interrompt des contrats avec la Bulgarie, la Pologne et la Finlande, à la suite des réponses hétérogènes des importateurs à l'exigence du paiement en roubles. Puis, le 31 mai, elle cesse d'honorer une seconde série de contrats, et enfin le 1^{er} août elle cesse d'alimenter la Lettonie, sans qu'une corrélation évidente apparaisse entre la réponse faite par les entreprises sur la question des roubles et les décisions d'interruption : les critères politiques semblent prévaloir dans ces décisions. Il en résulte une réduction des flux de gaz à travers l'Ukraine, mais aussi via Nord Stream (à destination des Pays-Bas) et le Yamal-Europe (Pologne). Pour ce dernier gazoduc, Gazprom décide le 12 mai de stopper tout flux en représailles contre la Pologne pour ses prises de position.

Une seconde réduction des flux ukrainiens survient ensuite, avec pour prétexte les restrictions posées par l'opérateur du réseau ukrainien quand il soupçonne que du gaz serait détourné vers le Donbass à partir de stations de compression et d'interconnexion situées dans la zone occupée et demande donc à Gazprom de ne plus faire passer le gaz par la branche Soyuz du gazoduc Fraternité qu'il ne contrôle plus et d'utiliser la branche Progress. Objectant des difficultés techniques pour réorienter ainsi les flux de gaz, Gazprom réduit à cette occasion le transit par l'Ukraine de 0,7 milliard de mètres cubes par mois.

En juillet, Gazprom prétexte des problèmes de maintenance sur certaines turbines de compression de Nord Stream 1 pour justifier une réduction des flux de gaz sur ce gazoduc. Après diverses péripéties au cours de l'été, le 31 août, Gazprom interrompt totalement le flux dans Nord Stream pour une maintenance programmée de trois jours, mais le gazoduc ne redémarrera jamais son transit de gaz.

Le 26 septembre, les deux tuyaux de Nord Stream 1 et l'un des tuyaux de Nord Stream 2 sont sabotés. La question de la responsabilité de ce sabotage reste controversée à cette date. Néanmoins, comme semble le prouver l'arbitrage rendu dans le conflit entre Gazprom et Uniper en juin 2024, l'arrêt des livraisons de Nord Stream, pour des motifs futiles, expose l'entreprise russe à des dizaines de milliards d'euros de pénalités, alors qu'un attentat non attribué devrait l'en exonérer. Il est donc vraisemblable que le sabotage de Nord Stream ait été décidé à Moscou, quitte à manipuler des agents ukrainiens ou autres pour l'exécuter.

Au terme de cette succession de rebondissements orchestrés par le pouvoir russe pour maintenir l'Europe dans une constante incertitude et faire monter les prix du gaz, la situation se stabilise en octobre 2022. En 2021, les exportations de gaz russe par gazoduc vers l'Europe représentaient 12 milliards de mètres cubes par mois et empruntaient quatre voies principales : Nord Stream 1, Yamal-Europe, Fraternité, qui traverse l'Ukraine avec deux branches nommées Progress et Union (ou Soyouz), et TurkStream. Début 2022, ces exportations étaient réduites à 8 milliards de mètres cubes par mois, malgré un bref sursaut en mars à 10 milliards, et au dernier trimestre 2022, elles ne représentent plus qu'un peu plus de 2 milliards de mètres cubes de gaz par mois et transitent en totalité par l'Ukraine (Fraternité) et la Turquie (TurkStream). Pendant ce temps, la Russie continue à exporter le GNL de Yamal qui, en dehors de quelques mois d'été pendant lesquels la route par le nord de la Sibérie et le détroit de Béring est libre de glace et permet d'accéder directement à l'Asie, doit être systématiquement transbordé des méthaniers

brise-glaces vers des méthaniers classiques, généralement dans les ports européens. Même si diverses voix s'élèvent ici et là pour réclamer un embargo sur ce GNL, un consensus tacite semble s'être établi entre les autorités et durera jusqu'en mai 2024, pour ne pas interdire son importation. Les seules sanctions réelles, notamment celles décidées en novembre 2023 par les États-Unis, visent les nouveaux projets et notamment Arctic LNG 2, et épargnent les projets existants (Yamal LNG et Sakhaline)⁴.

Cette situation apparaît paradoxale à plus d'un titre. Peu de gens auraient parié que dans une guerre de la Russie contre l'Ukraine, la première continuerait à faire passer son gaz par la seconde et interromprait prioritairement d'autres transits et notamment Nord Stream dont les opposants prétendaient que le principal objectif était de pouvoir priver l'Ukraine de transit!

Par ailleurs, la rupture des engagements de long terme de Gazprom, dont le respect (à l'exception de deux mini-crisés en 2006 et 2009) était essentiel à sa réputation et avait toujours été une priorité de cette société, alimente des rumeurs de désaccords entre le Kremlin et Gazprom, qui pourraient contribuer à expliquer le sabotage de Nord Stream.

On peut également se demander si Gazprom et la Russie n'ont pas brûlé toutes leurs cartouches dans cette guerre du gaz : ils ont certes manipulé le marché et maintenu les Européens dans l'incertitude jusqu'au dernier trimestre 2022, mais ne paraissent plus avoir beaucoup de cartes à jouer. La chute des prix spot du gaz sur les marchés européens, qui se stabilisent entre 50 et 60 € en novembre et décembre 2022, puis vers 50 € en février et mars 2023, 40 € en avril et chutent même provisoirement vers 25 € au printemps 2023, est certes en partie provoquée par un hiver doux, par la réduction d'une partie de l'activité industrielle et par les efforts de sobriété de nos concitoyens, qui réduisent la demande de gaz, mais aussi par le fait que les marchés n'incorporent plus dans leur cotation une prime de risque liée au caractère imprévisible de la Russie. Le marché demeure cependant très volatil et des inquiétudes sur les

approvisionnements, qu'il s'agisse de grèves dans les usines de GNL en Australie ou de la guerre au Proche-Orient, suffisent à faire remonter les prix au-delà de 50 €/MWh, comme en octobre 2023. Depuis lors, ils évoluent assez erratiquement entre 25 et 45 €/MWh.

3.2. La situation spécifique de l'Allemagne

L'Allemagne a tout parié sur la théorie de l'interdépendance, selon laquelle si l'Allemagne est très dépendante de la Russie (pour 55 % de son gaz), la Russie est encore plus dépendante de l'Europe (pour 90 % de ses exportations de gaz) et donc aucune des deux n'a intérêt à un conflit. La faiblesse de cette théorie est qu'elle suppose un comportement économiquement rationnel des deux parties.

Avec le conflit et l'utilisation du gaz comme une arme par la Russie, l'Allemagne se trouve dans une situation singulière, puisqu'elle est la plus exposée des grands pays européens au risque russe pour son industrie, sa production électrique et le chauffage. Elle s'est donc engagée dans un effort drastique de réduction de sa consommation, y compris en relançant ses centrales à charbon ou lignite, tout en protégeant autant que possible son économie des conséquences des prix élevés de l'énergie avec un paquet de mesures de soutien de 200 milliards d'euros, qui suscite beaucoup d'émotion chez ses partenaires, qui ne peuvent financer un tel effort et craignent pour la compétitivité relative de leurs économies.

Mais dans cette crise, l'Allemagne a deux faiblesses spécifiques : les filiales allemandes de Gazprom qui contrôlent notamment d'importantes capacités de stockage de gaz en Allemagne et en Autriche, et l'exposition au risque russe d'un énergéticien majeur : Uniper.

Dans les deux cas, l'État allemand n'a *in fine* d'autre solution que de nationaliser ces deux entreprises pour un engagement total de 14,6 G€ (Gazprom Germania, devenu SEFE) et 30 G€ (Uniper).

La politique de laisser-faire de l'Allemagne dans le domaine énergétique se paie donc au prix fort.

Elle a également un coût pour l'industrie allemande, du fait qu'à partir de mars 2022 et de manière constante durant toute l'année 2022, l'Allemagne, où le prix reste très proche du TTF, paie son gaz plus cher que la France (dont la cotation PEG monte moins vite que le TTF).

L'écart n'est que de 3 €/MWh en mars mais il monte à 11 € en avril, 13 € en mai, et jusqu'à 44 € en juillet quand Gazprom joue avec les clients de Nord Stream comme le chat avec la souris. Cette différenciation des marchés est très rationnelle : la France est moins dépendante du gaz russe que l'Allemagne, elle est plus à même d'importer du GNL pour remplacer le gaz russe grâce à ses quatre terminaux méthaniers, et les interconnexions dans le sens ouest-est sont insuffisantes pour que les prix s'équilibrent. La politique de diversification gazière de la France a donc constitué un avantage compétitif dans cette crise.

Comme nous l'avons vu, la situation est inverse pour l'électricité.

3.3. L'action de la Commission : pour le meilleur et pour le pire...

Pour le malheur de l'Union européenne, la Commission, qui s'est pourtant battue pour avoir une compétence partagée en matière d'énergie, se montre incapable de sortir de ses modes de fonctionnement habituels pour s'adapter à une situation de guerre. Les divisions entre États membres ont pu la dissuader de prendre ce risque, mais ces divisions constituaient également une opportunité de démontrer sa capacité d'entraînement. Quelques exemples illustrent cette opportunité manquée.

Les paiements en roubles

Dès le lendemain du jour où les entreprises européennes ont reçu de Gazprom les lettres leur indiquant qu'en raison d'un décret du gouvernement russe les contrats de long terme devaient

désormais être payés en roubles et proposant une procédure pour ce faire, la Commission européenne disposait d'une copie de ces lettres. Elle tenait là une occasion de faire preuve de leadership et aurait pu, par exemple, réunir ses juristes et quelques juristes des entreprises concernées pour élaborer un brouillon de réponse, qu'elle aurait laissé aux entreprises le soin d'utiliser ou non. La plupart des acheteurs auraient été très satisfaits de disposer d'une telle base qui leur aurait donné une solution à la fois conforme au droit européen et présentant à Gazprom un front uni. Malheureusement, la Commission a fait tout le contraire et a commencé par donner un avis plutôt positif sur le paiement en roubles, avant d'émettre un avis négatif pour finalement laisser les entreprises décider de leur réponse, les plongeant ainsi dans la confusion, de sorte que tous les acheteurs ont fini par répondre en ordre dispersé. Cela a permis à Gazprom de diviser les Européens puis de choisir quels contrats ils voulaient continuer à honorer ou non. Dès fin avril, Gazprom a ainsi annoncé l'interruption des contrats de livraison à divers pays (Pologne, Bulgarie, Finlande), montrant ainsi sa capacité à «curiauer» les Européens.

La question des stockages

La Commission réagit avec plus d'à-propos sur la question des stockages : très rapidement, elle identifie avec les États membres que le remplissage des stockages pour l'hiver 2022-2023 est critique pour assurer leur capacité à traverser la crise sans trop de dommages. Elle s'inspire alors des obligations de stockage instituées d'abord par l'Italie puis par la France, qui consistent à obliger tous les détenteurs de capacités de stockage à en assurer le remplissage à une hauteur très élevée (80 à 90 %) à l'entrée de l'hiver, de façon à éviter une utilisation purement spéculative de ces capacités et à s'assurer que celles-ci contribuent bien à la sécurité d'approvisionnement des clients pendant la saison froide. La Commission propose donc en urgence une nouvelle réglementation, adoptée le 27 juin 2022, prévoyant cette obligation pour tous les détenteurs de stockages en Europe avec, ce qui n'existait pas dans les législations italienne et française, des obligations

intermédiaires concernant le taux de remplissage à atteindre chaque mois. Cette disposition a le mérite d'assurer effectivement le remplissage des stockages européens à l'entrée dans l'hiver 2022-2023. En 2023, le remplissage des stockages est même mené à un tel rythme que certains fournisseurs ont rempli leurs stockages européens bien avant l'hiver 2023-2024 et constituent un surplus de stock dans l'ouest de l'Ukraine. On peut néanmoins penser que la rigidité des seuils mensuels intermédiaires a joué un rôle important dans les pics de prix observés à l'été 2022, car elle ne permet pas aux acteurs de choisir le moment auquel ils achètent leur gaz.

RePowerEU

Au printemps 2022, la Commission publie le plan RePowerEU, une tentative en vue de démontrer que l'UE a une stratégie pour sortir de la crise énergétique provoquée par la Russie. Cet ensemble de documents contient le meilleur et le pire. Du côté positif, il affiche la volonté d'accélérer le développement des énergies renouvelables, notamment en réduisant la durée d'obtention des autorisations administratives, avec, pour la première fois, un objectif chiffré sur le développement du biométhane (35 milliards de mètres cubes par an à l'horizon 2030, soit, en gros, un tiers du gaz russe manquant au vu des flux à fin 2022). Mais RePowerEU affiche aussi des objectifs totalement irréalistes en termes de réduction de la demande de gaz. Les fonctionnaires de la Commission eux-mêmes reconnaissent que les chiffres publiés (dans le *Staff Working Document*) ne sont compatibles avec aucun modèle économique. Si l'objectif de RePowerEU est de crédibiliser la résistance de l'économie européenne à la crise russe, le but est manqué!

L'International Outreach

En parallèle, la Commission entreprend ce qu'elle appelle l'*«International Outreach»*, c'est-à-dire des démarches auprès de pays producteurs et la signature de protocoles d'accords (*Memorandum of Understanding* ou MoU en anglais) internationaux. Cette initiative, malheureusement mal ciblée, n'aboutit à rien de concret.

Un exemple illustre ce constat : l'Azerbaïdjan, qui importe déjà du gaz russe pour ses propres besoins, n'a aucune réserve de gaz prête à être développée qui puisse s'approcher des quantités (10 milliards de mètres cubes par an) évoquées lors de la visite d'Ursula von der Leyen à Bakou le 18 juillet 2022. L'*International Outreach* est avant tout une opération de communication.

Les objectifs affichés dans l'*International Outreach* sont d'ailleurs en contradiction flagrante avec les trajectoires de consommation de gaz affichées dans REPowerEU (plus de 100 milliards de mètres cubes de différence en 2030), ce qui plonge acheteurs et vendeurs de gaz dans la confusion sur la nécessité de conclure de nouveaux contrats d'approvisionnement pour remplacer le gaz russe manquant.

Les achats conjoints de gaz

Dès les 24 et 25 mars 2022, le Conseil européen demande aux États membres et à la Commission de «collaborer à l'achat commun volontaire de gaz, de GNL et d'hydrogène, en faisant un usage optimal du poids politique et commercial collectif de l'Union européenne et de ses États membres pour modérer les prix lors des négociations».

Finalement, près d'un an après, le seul résultat concret est un outil informatique censé «agrégier les demandes» pour identifier les endroits où la demande est suffisante pour susciter l'intérêt des vendeurs de gaz, et mettre alors en relation acheteurs et vendeurs potentiels. Un observateur le résume ainsi : «C'est le "Meetic" du gaz!» La mécanique administrative de l'Union réussit à vider de sa substance la proposition du Conseil qui, à vrai dire, n'était que très peu soutenue par certains États membres, et un an après le lancement du premier appel d'offres, on ne sait toujours pas si tous ces efforts ont abouti à des contrats de volumes significatifs. Il paraît cependant clair que cela n'a fait venir aucun gaz nouveau en Europe.

3.4. La «drôle de guerre»?

Le problème essentiel de l'Europe dans sa réponse à la crise, et que l'action de la Commission décrite ci-dessus illustre parfaitement, c'est l'incapacité de nos institutions tant nationales qu'européennes à comprendre qu'en situation de crise il faut sortir du *modus operandi* habituel pour privilégier l'efficacité.

Partout, des responsables politiques ou administratifs semblent croire de bonne foi qu'il est possible de résoudre une crise due à une guerre aux portes de l'Europe avec les outils et les procédures employés en temps de paix!

La croyance que le marché du gaz peut continuer à afficher en temps de guerre un prix qui reflète les fondamentaux de l'offre et de la demande et conduise à des décisions économiques optimales, le refus de la Direction générale de la concurrence (DG COMP) de modifier ses règles et procédures au risque de perdre de son pouvoir, le refus de la Banque européenne d'investissement (BEI) de déroger temporairement aux restrictions de financement des projets gaziers pour tenter de remplacer au moins une partie du gaz russe qui n'arrive pas en Europe : les explications de ces comportements ne manquent pas.

Mais le résultat est frappant : on sait qu'on est en guerre, et que cette guerre est vitale pour l'Europe, mais on continue d'entretenir les plate-bandes (du droit de la concurrence notamment) : c'est la «drôle de guerre» du gaz!

La seule exception à ce comportement veléitaire est l'Italie, qui combine habilement les compétences du gouvernement et de la compagnie nationale (Eni) pour sortir de sa situation de dépendance (à 40 %) du gaz russe.

L'Italie est ainsi le seul pays européen à obtenir du gaz supplémentaire de l'Algérie (qui est en partie celui qui ne va plus en Espagne du fait de la fermeture du gazoduc Maghreb-Europe).

3.5. Les infrastructures sont plus flexibles qu'on ne le pensait

Le premier domaine dans lequel l'Europe doit agir, ce sont les infrastructures. On peut dire que les infrastructures gazières de béton et d'acier ont inscrit la géopolitique du passé dans les territoires. Mais quand la géopolitique change brutalement, comment rendre flexibles le béton et l'acier? Tout le réseau gazier européen est structuré par des flux dominants venant de l'est (Russie) et du nord (mers du Nord et de Norvège), complétés par des apports par gazoduc du sud, essentiellement en Italie et dans la péninsule ibérique, et des importations de GNL sur les façades atlantique et méditerranéenne. En conséquence, lorsque les flux russes s'interrompent, la première difficulté est moins d'importer du GNL en Europe que de le faire parvenir suffisamment en Allemagne et en Europe orientale. Face à la difficulté de construire des installations de regazéification classiques dans les temps (il faut au moins quatre ans de construction), tous les acteurs se précipitent sur une solution qui permet de créer une capacité de regazéification rapidement : la *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU, en français «terminal flottant de stockage et regazéification»). Il s'agit d'un navire méthanier généralement de taille classique (150 000 à 175 000 m³), muni d'une petite installation de compression et réchauffage du GNL, qui permet, s'il est connecté au réseau de transport de gaz par un tuyau à haute pression, d'envoyer directement le gaz dans le réseau de transport. Un tel équipement peut être installé assez rapidement puisqu'il ne nécessite qu'une jetée ou un quai où on puisse amarrer deux navires à couple avec au moins 15 mètres de tirant d'eau et une canalisation raccordée au réseau de transport.

Les Néerlandais de Gasunie font venir une FSRU à Eemshaven, opérationnelle dès le 15 septembre 2022, soit moins de sept mois après le début de la guerre, et les Allemands en décembre, à Lubmin (c'est-à-dire sur le lieu même de l'atterrage de Nord Stream, bénéficiant ainsi de tout le réseau aval pour que ce gaz puisse être diffusé en Allemagne et en Europe centrale), inaugurée le 14 janvier 2023. La totalité des neuf FSRU

disponibles au début de la guerre trouve ainsi une nouvelle affectation européenne, de même que quelques-unes de celles qui n'avaient qu'une affectation temporaire ailleurs dans le monde. Au total, une douzaine de ces unités flottantes viendront s'amarrer de manière plus ou moins permanente en Allemagne, en Italie, aux Pays-Bas, en France, en Grèce...

Mais faire entrer du GNL dans le réseau de transport européen n'est pas tout. Il faut aussi pouvoir transporter ce gaz vers les différents marchés, ce qui est relativement facile via des terminaux situés sur les grandes artères de transport européennes (par exemple l'une des premières cargaisons de GNL reçues à Eemshaven, au nord des Pays-Bas, et directement connectée à l'une des principales artères nord-sud du continent, est destinée à la République tchèque), mais devient compliqué lorsqu'il faut transporter à rebours des flux habituels.

Les opérateurs d'infrastructures et plus particulièrement des réseaux de transport font preuve d'imagination et de débrouillardise.

Ainsi, la capacité d'interconnexion de la Belgique vers l'Allemagne fonctionne pendant plusieurs mois au-delà de 100 % de sa capacité nominale ! Ce « miracle » est dû en partie à la faiblesse de la pression sur le réseau allemand, elle-même liée à la baisse des approvisionnements de ce marché, mais il résulte principalement des efforts du gestionnaire de réseau belge, Fluxys, qui a modifié les schémas de gestion du réseau pour permettre d'augmenter ces exportations solidaires.

D'autres exemples de ce type se rencontrent ailleurs en Europe : à une échelle plus modeste, les opérateurs espagnols et français inversent le flux de gaz transpyrénéen, qui circule traditionnellement dans le sens nord-sud, pour permettre à l'Espagne, dont les capacités de regazéification sont très excédentaires, d'envoyer plus de gaz en France.

À l'autre extrémité de l'Europe, on accélère l'achèvement de l'interconnexion Grèce-Bulgarie

(IGB, mis en service en octobre 2022) et on réoriente tous les flux pour réalimenter la Bulgarie, la Roumanie, la Moldavie à partir du sud (Grèce) au lieu du nord (Ukraine, Transnistrie).

De la même façon, après bien des discussions franco-allemandes, en octobre 2022, GRTgaz parvient à assurer au sein des installations existantes la capacité d'envoyer du gaz d'ouest en est à l'interconnexion d'Obergailbach (Lorraine-Sarre). À cette occasion, on s'aperçoit que la question de l'odorisation du gaz — la France odorise le gaz sur son réseau de transport quand l'Allemagne ne le fait que sur les réseaux de distribution — est finalement secondaire. Les Allemands finissent par convenir qu'il vaut mieux du gaz odorisé que pas de gaz !

Ces réalisations montrent que les infrastructures sont certainement le domaine où on aura vu le plus de réponses efficaces et rapides à la situation créée par la guerre : à défaut de faire bouger le béton, les transporteurs de gaz ont su trouver des flexibilités insoupçonnées dans leurs canalisations en acier !

3.6. Les prix : une défaite intellectuelle qui coûte cher

Les débats sur le plafond de prix du gaz traduisent l'incapacité de l'Europe à sortir de la mentalité de la drôle de guerre et la défaite des pays qui soutiennent le *price cap* et ne parviennent pas à convaincre les autres États membres coûte cher. Ces débats commencent très tôt, puisque dès le Conseil des 24 et 25 mars 2022, les chefs d'État et de gouvernement chargent « le Conseil et la Commission [...] de discuter pour établir si et comment les [...] plafonds de prix [...] contribueraient à réduire les prix du gaz [...] ». Le plafonnement du prix du gaz est donc explicitement mentionné. Plusieurs États membres constatent en effet que les prix s'envolent à des niveaux qui n'ont plus rien à voir avec les coûts de production, et que s'il peut être nécessaire de payer cher pour du GNL sur lequel l'Europe est en concurrence avec l'Asie, il n'y a aucune raison de payer quatre ou cinq fois leur coût de production à des producteurs qui exportent par gazoduc vers l'Europe et n'ont donc

pas de marché alternatif, comme la Norvège, et bien entendu la Russie, pour les quantités qu'elle livre encore. Ces pays proposent divers mécanismes qui tournent autour de la même idée : plafonner le prix dans les transactions sur les marchés européens et notamment le TTF.

Comme ces places de marché sont la référence de prix pour les contrats, sauf pour le petit nombre de ceux qui sont restés indexés sur le prix du Brent, ceux-ci se trouveront eux-mêmes plafonnés. Dans le même temps, un mécanisme dérogatoire permettrait d'acheter le GNL nécessaire à des prix éventuellement plus élevés pour attirer du GNL en concurrence avec l'Asie. Mais cela suppose d'accepter de complètement transformer, au moins pour le temps de la guerre, le marché du gaz (et accessoirement de l'électricité), et cette transformation suscite des oppositions pour trois raisons différentes :

- Certains craignent que fixer un prix plafond n'accroisse la crise, soit en décourageant les producteurs tiers (notamment l'Algérie et la Norvège) de fournir du gaz à l'Europe, soit en poussant les Russes à réduire ou interrompre les flux de gaz en représailles.
- D'autres anticipent que le plafonnement des prix pourrait provoquer le chaos, car il faudrait dénouer toutes les transactions sur le marché à terme du gaz, et notamment les couvertures que certains acteurs ont prises pour se garantir contre de futures hausses de prix, et qui peuvent avoir été conclues au-dessus du plafond.
- D'autres enfin redoutent que le plafonnement ne dispense les clients de faire des économies de gaz car le signal prix serait trop faible.

L'opposition, notamment des Pays-Bas et de l'Allemagne, s'archoute sur ces arguments et interdit de fait toute mesure en ce sens pendant des mois. Quand une décision de plafonnement est finalement prise (le 19 décembre 2022, pour application en février 2023), elle est seulement temporaire, assortie de nombreuses conditions, et le plafond est si haut (180 €/MWh) que son

application est très improbable. Ces raisons, en réalité, n'étaient pas rédhibitoires et on pouvait imposer plus tôt un plafond plus bas. Les Norvégiens ont profité de la situation : la moyenne des prix journaliers au TTF en 2022 a été supérieure à 100 €/MWh, et c'est une bonne approximation du prix de vente moyen du gaz norvégien, qui s'est donc vendu avec plus de 80 % de marge. Par rapport à un plafond à 60 €/MWh, déjà très généreux, les Norvégiens qui ont livré environ 1 000 TWh à l'UE ont empoché 40 milliards d'euros par un pur effet d'aubaine, car l'Europe a été incapable de mettre en place un plafond de prix. Comme nous l'avons vu plus haut au sujet de l'Allemagne, le gouvernement a renfloué Uniper à hauteur de 30 milliards d'euros et financé des dizaines de milliards d'aide à l'industrie. Il y a fort à parier que l'intervention de l'État eut été moins coûteuse si le prix du gaz avait été plafonné.

L'obstination du gouvernement allemand contre le plafonnement des prix se traduit donc par un coût supplémentaire pour les citoyens allemands, même si par la suite la situation d'Uniper s'est redressée.

Enfin, l'échec à plafonner les prix du gaz est d'autant plus surprenant que l'embargo établi par l'UE sur le pétrole russe consiste surtout à plafonner son prix !

Malheureusement, les prix élevés ont un effet destructeur irréversible sur l'économie européenne et on estime entre 7 et 10 %, pour la seule année 2022, la part de la consommation industrielle de gaz qui a définitivement disparu. Comme l'industrie ne peut pas, en moyenne, améliorer son efficacité énergétique de plus de 3 à 4 % par an, cela signifie que des usines ont définitivement arrêté leur activité. La fermeture de l'unité de production d'ammoniac de BASF à Ludwigshafen et celle de Yara à Montoir-de-Bretagne sont de bons exemples de cette destruction d'activité.

3.7. Le biogaz comme réponse à la crise

Parmi les réponses à la crise mises en avant par le plan de la Commission RePowerEU, le biométhane n'a sans doute pas reçu l'attention qu'il méritait.

Notons que la conversion des autorités européennes au biométhane est relativement récente : quand la guerre commence, cela fait déjà plusieurs mois que l'industrie gazière européenne demande que les pouvoirs publics fixent une cible ambitieuse de développement du biométhane.

Il aura fallu la guerre pour que, enfin, une cible de 35 milliards de mètres cubes en 2030 soit publiée par la Commission (mais son inscription dans le droit de l'UE est encore à parfaire) : cela représente environ un tiers de la différence entre ce que la Russie livrait à l'UE en 2021 et ce qu'elle livre fin 2022, en rythme annuel. L'Association européenne du biométhane indique d'ailleurs qu'une cible plus ambitieuse aurait pu être fixée, à hauteur de 40 milliards de mètres cubes en 2030.

En France, c'est d'ailleurs la seule énergie renouvelable qui se développe plus que les objectifs de développement fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le biométhane paraissait cher (son coût de production varie de 55 à 100 €/MWh selon la taille des installations et les déchets qu'on y met) quand le gaz naturel valait 20 €. Lorsque, en 2022, le prix moyen du gaz naturel atteint 100 €, on réalise soudain que le biométhane a l'avantage d'être une production nationale (indépendance énergétique), qui peut être produite rapidement (il faut environ dix-huit mois pour construire une installation), qui est stockable, qui crée de l'emploi local et qui n'émet pas de CO₂ sur un cycle de trois ans. D'ailleurs, si on valorise toutes les externalités positives du biométhane, son différentiel avec le prix du gaz naturel est pratiquement réduit à zéro aux conditions de marché de l'automne 2023⁵.

On estime qu'en 2050, le potentiel de biométhane est de 150 milliards de mètres cubes en Europe (sans compter l'Ukraine qui dispose aussi d'un potentiel considérable)⁶, c'est-à-dire le volume que la Russie nous livrait en gaz naturel en 2021, et de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes en France, soit sensiblement plus que ce que nous achetions à la Russie. À moyen et long terme, le biométhane, et plus généralement le biogaz, est une composante essentielle de la sortie de crise.

4. L'illusion de la fin de la crise

Il est clair pour tous les observateurs que la crise n'est pas terminée : le marché mondial n'a pas encore pu compenser la perte de plus de 100 milliards de mètres cubes par an, et ne le pourra pas avant 2027. Il y a donc encore au moins deux hivers à passer où la combinaison d'un climat froid et d'un incident technique pourrait à nouveau propulser les prix vers des niveaux insupportables.

Pourtant un certain nombre d'acteurs divers semblent penser qu'on peut la négliger, comme l'illustrent quelques derniers développements.

4.1. Confondre l'arbre et la forêt pour créer l'illusion

Le début de l'année 2024 a vu les prix du gaz se stabiliser aux environs de 25 €/MWh avant de remonter vers 35 €/MWh, dans un contexte marqué par un hiver très doux (sauf temporairement en Scandinavie) et des stockages qui sont donc restés très pleins tout au long de l'hiver en Europe, tandis que la demande asiatique et notamment chinoise est restée modérée, compte tenu du climat économique morose dans le monde.

Cette relative modération des prix a suffi pour que l'on voie surgir de la part d'associations ou think tanks, qui n'ont souvent que peu ou pas de références sérieuses dans l'énergie, des appels à bannir le GNL russe des ports européens.

Ces appels ont dans certains pays de l'UE été repris par des politiciens, et la Commission

elle-même a fini par proposer d'interdire le transbordement du GNL russe dans les ports européens. L'une des caractéristiques de ces appels et initiatives est qu'aucun d'entre eux ne propose une analyse sérieuse de l'impact probable des mesures d'éviction proposées.

Or toute une série de faits rendent cette décision inopportune, voire contre-productive. Il faut d'abord rappeler qu'au prix actuel le gaz en Europe est encore 50 % plus cher qu'il ne l'était pendant la décennie 2010-2019 et 5 fois plus cher que le gaz aux États-Unis (qui sur la même période se vend en dessous de 6 €/MWh), et que ce prix est hautement volatil : malgré la modeste contribution d'Israël et de l'Iran au bilan gazier européen, la menace d'une escalade militaire entre ces deux pays a fait monter instantanément les prix de 25 à 30 %. Une mesure de restriction du GNL russe pourrait donc provoquer une hausse des prix très supérieure à ces pourcentages, notamment sur l'hiver 2024-2025.

Une telle hausse des prix porterait un nouveau coup à la compétitivité des entreprises européennes par rapport à leurs concurrentes internationales, et pourrait gravement affecter le pouvoir d'achat des consommateurs domestiques et la survie des TPE européennes, à moins que les États ne fournissent à nouveau un bouclier tarifaire dont le coût est prohibitif (72 milliards brut, 36 milliards net pour le cas du dernier bouclier tarifaire français, encore que le gaz n'y a contribué qu'à hauteur de 8 milliards brut).

Cette mesure est absurde en ce qu'elle revient à ce que les Européens s'interdisent ce que les Ukrainiens eux-mêmes s'autorisent, c'est-à-dire respecter les contrats existants même s'ils permettent aux Russes d'exporter leur gaz vers des pays tiers : c'est ainsi que le transporteur gazier ukrainien continue à transporter le gaz russe de Gazprom vers ses clients européens tels que l'Autriche et adresse à ce titre des factures à Gazprom, qui les paie. Si le ministre ukrainien a annoncé que ce contrat ne serait pas renouvelé à sa fin (31 décembre 2024), il n'a jamais envisagé de l'interrompre. Pourquoi les terminaux GNL européens qui ont des contrats de long terme

avec Yamal LNG ou ses clients devraient-ils interrompre leurs contrats quand les Ukrainiens ne le font pas pour le transport par gazoduc ?

Beaucoup de ceux qui soutiennent des mesures de restriction contre le GNL russe prennent prétexte du fait que le flux de GNL russe vers l'Europe a augmenté depuis 2022 : c'est exact mais c'est confondre l'arbre et la forêt. Les exportations de gaz russe vers l'Europe représentaient 155 milliards de mètres cubes en 2021, elles représentent en 2023 de l'ordre de 45 milliards de mètres cubes, soit une réduction de plus de 70 %. Le fait que dans les 30 % restants la quantité de GNL ait un peu augmenté est un épiphénomène qui n'altère en rien la réduction massive des exportations russes de gaz vers l'Europe.

Cette mesure aurait un effet limité sur les finances de l'État russe : compte tenu des coûts de production plus élevés du GNL comparé au gaz transporté par gazoduc, celui-ci est beaucoup moins taxé et la vente du GNL sert en grande partie à rembourser les actionnaires et les prêteurs qui ont financé la construction de Yamal LNG. À l'inverse, la réduction massive des exportations par gazoduc a conduit Gazprom (détenu à 100 % par l'État russe) à annoncer des pertes massives en 2023 (6 G€, les pires depuis au moins 25 ans)⁷. À quantité d'importations de gaz russe données, l'augmentation de la part du GNL réduit les revenus de l'État russe.

Il n'est pas sûr qu'une mesure de bannissement du GNL russe des ports européens aurait un impact sur l'économie des usines GNL russes. En effet, les compagnies qui observent les mouvements de bateaux russes nous disent que les Russes pratiquent régulièrement maintenant des transbordements de cargaisons à Mourmansk. Ils en auraient même réalisé 6 sur le seul mois d'avril 2023. On ne peut donc exclure que l'interdiction des transbordements dans les ports méthaniers européens prive ceux-ci de revenus sans avoir aucun impact sur les exportations de GNL de Yamal.

Enfin, une mesure limitée aux seuls transbordements de GNL destinés aux pays non européens,

comme certains l'envisagent, enverrait aux pays tiers un surprenant message : par solidarité avec l'Ukraine nous vous privons du GNL russe que nous nous autorisons à garder pour nos propres besoins ! Quand on se souvient que certains de ces pays ont connu une situation dramatique en 2022 car ils ont vu le GNL qui leur était destiné détourné vers l'Europe compte tenu des prix que celle-ci était prête à payer, une telle mesure pourrait ruiner définitivement la réputation de l'Europe auprès des pays du Sud.

4.2. Des institutions sous influence ?

Au vu de tous ces éléments, il est clair qu'une telle mesure devrait, avant d'être proposée, faire l'objet d'une étude d'impact sérieuse et détaillée.

Or ce n'est pas le cas : la seule analyse de la Direction générale de l'énergie de la Commission consiste à dire que l'interdiction des transbordements pourrait coûter 2 milliards d'euros de revenus à la Russie. Ce chiffrage repose sur le fait que le nombre actuel de transbordements vers les pays tiers représenterait le nombre des opérations effectivement rendues impossibles, sur le maintien des prix actuels (si les prix augmentent de 50 % suite à cette annonce, Yamal LNG gagnera autant d'argent avec un tiers de transactions en moins) et sur l'assimilation entre Yamal LNG et « la Russie », aucun de ces trois éléments n'étant vraisemblable. Certaines ONG, notamment américaines, affirment même que ce serait 5 milliards d'euros, sans produire de calcul sérieux pour justifier un tel chiffre. Le 22 mai 2024, les États membres exigent une telle étude avant toute décision mais finissent par prendre une décision d'interdiction de transbordement (applicable à partir du printemps 2025) sans étude sérieuse le 24 juin 2024.

Cette affaire illustre bien la question de l'influence que certaines ONG, ou supposées telles, peuvent avoir sur le dispositif de prise de décision européen. Malgré le « Qatargate » qui a ébranlé le Parlement européen, il suffit qu'une organisation, même sans référence connue dans le domaine de l'énergie, et non européenne, monte en épingle un fait, le proclame immoral, et réclame qu'on

y mette fin pour que la presse le reprenne sans analyse critique, et que les institutions se sentent tenues de réagir.

Or, contrairement à beaucoup d'associations qui ont une ancienneté, des militants, des comptes transparents, bon nombre de ces ONG n'ont pas de base militante, et ne publient à peu près rien sur leur financement. Trop souvent on ne trouve sur leur site aucun chiffre précis sur leur financement, mais une liste de donateurs constituée de fondations, souvent américaines ou moyen-orientales. Rien ne permet de s'assurer que ces organisations représentent bien les intérêts de citoyens européens et ne sont pas de simples agents d'influence étrangers. Le fait que les États-Unis et le Moyen-Orient soient potentiellement les grands gagnants d'une éviction du GNL russe du marché européen n'est peut-être pas étranger à l'intérêt des organisations de ces pays pour le marché de l'énergie européen.

Le jeu géopolitique dans l'énergie ne se limite plus aujourd'hui aux États et aux compagnies énergétiques : les organisations non gouvernementales, qui ne sont ni des acteurs économiques, ni des acteurs étatiques, y jouent un rôle important, et dans cette catégorie les plus respectables associations côtoient des officines sans foi ni loi. À l'heure où la transparence et la vigilance sont de plus en plus exigées des acteurs économiques et étatiques, il est sans doute temps d'en demander autant à ces organisations. Ce devrait être une composante importante d'un plan d'action post-crise qui permette à l'UE de mieux gérer ses défis géopolitiques.

Conclusion

Au terme du survol rapide de la crise du gaz en Europe, on ne peut qu'être surpris par le décalage entre l'ambition affichée il y a 25 ans lors de la construction du marché européen du gaz (il ne s'agissait de rien moins que de remplacer le monde ancien des monopoles nationaux ou régionaux sous contrôle des États qui assuraient la sécurité d'approvisionnement de leurs concitoyens à des prix raisonnables, par un marché unique européen censé délivrer au moins aussi

bien pour les consommateurs) et la modestie des résultats obtenus.

Une des explications de ce décalage est l'idéologie même qui a sous-tendu l'offensive de la Commission (et des Britanniques) contre l'ordre ancien. Dès lors que la main invisible du marché était la solution qui allait résoudre tous les problèmes, il suffisait d'ouvrir le marché, de créer des régulateurs nationaux et le bonheur des consommateurs citoyens serait automatiquement assuré. La Commission ne s'est pas dotée de moyens qui lui permettent de comprendre ce marché, ses spécificités et ses fondamentaux, pour être le moment venu à même de réagir avec pertinence.

Par exemple, lorsque la première crise russo-ukrainienne est survenue en 2009, la réponse de la Commission a été de demander aux États membres de signer avec leurs voisins des accords de solidarité, dont on s'est aperçu en 2022 que moins de la moitié de ceux qui étaient requis existaient et que ceux qui existaient ne se sont de toute façon pas appliqués car leur caractère bureaucratique leur interdisait tout effet réel.

De la même façon, un minimum de compréhension du marché aurait évité que la présidente de la Commission ne se précipite en Azerbaïdjan pour discuter d'approvisionnements supplémentaires dont tous les gaziers savent que ce pays ne dispose pas (sauf à «blanchir» du gaz russe).

Mais cette absence de compréhension et d'anticipation ne concerne pas que la gestion de crise. L'une des leçons de ces dernières décennies est que combiner ouverture du marché et développement des énergies renouvelables nécessite une adaptation permanente des règles de marché (*market design*) pour les adapter à une situation évolutive. Malgré les demandes de l'industrie du gaz, nous n'avons toujours pas à ce jour d'objectif européen de développement du biométhane (les 35 milliards de mètres cubes par an en 2030 apparus dans REPowerEU ne sont toujours pas en dur dans la législation) ni de système permettant efficacement la circulation de ce biométhane au sein de l'UE. C'est aussi cette insuffisance d'expertise et d'analyse qui peut

mettre la Commission à la merci de l'influence d'une ONG, même si celle-ci est parfois représentative d'intérêts extra-européens.

Parmi les leçons à tirer de la période récente figure aussi la prise de conscience que la réduction de l'offre de combustibles fossiles n'a pas pour premier effet d'accélérer la transition énergétique mais d'abord d'enrichir les producteurs, de ruiner les consommateurs ou les États (s'ils mettent en place un bouclier tarifaire), et de détruire une partie de notre industrie. Il est d'ailleurs assez intuitif de penser que la politique constante de l'OPEC (restreindre l'offre) a peu de chances de constituer une bonne politique de transition! Une transition énergétique juste et ordonnée doit agir d'abord sur la demande, pourtant on voit encore des ONG ou des partis défendre la restriction de l'offre et certaines institutions se montrer sensibles à ce chant des sirènes...

Plus de 15 ans après le traité de Lisbonne qui a fait de l'énergie une compétence partagée, la Commission doit investir dans cette compétence au-delà de la seule création de ce qui a été fait dans l'urgence en 2022, et les États membres doivent mieux s'impliquer dans la gestion de cette compétence partagée. Tous doivent sérieusement et sans complaisance analyser les leçons à tirer de ces dernières années, et en particulier de la crise, pour en tirer un plan d'action efficace qui permette au marché européen du gaz de répondre aux objectifs de soutenabilité, de sécurité d'approvisionnement et de coût raisonnable de l'énergie.

NOTES

1. Parfois dénommée «équité énergétique», la notion de maîtrise doit s'entendre comme une référence implicite à ce que chaque consommateur peut raisonnablement payer.

2. Cette ouverture ne concerne que la fourniture du gaz, les infrastructures restent pour l'essentiel en situation de monopole naturel. Cette organisation génère des coûts de transaction élevés.

3. TTF ou Title Transfer Facility est la place de marché virtuelle du gaz aux Pays-Bas, tandis que PEG, ou Point d'Échange Gaz, qui apparaît en partie 3 est son équivalent en France.

4. Sur l'interdiction des transbordements de GNL, voir en partie 4.

5. Voir sur ce point le rapport du groupe de travail 1 du Comité de prospective de la CRE : « Le verdissement du gaz », juillet 2019.

6. Voir l'étude EBA "Biogases towards 240 and beyond".

7. L'avenir s'annonce donc sombre pour Gazprom. À court terme, il devra sans doute payer à ses clients des indemnités de sous-livraisons importantes (13 G€, arbitrés pour Uniper) et à long terme, il n'a pas de clients pour son gaz qui lui rapportent des marges comparables à l'Europe et n'a notamment toujours pas trouvé d'accord avec la Chine pour y augmenter ses exportations.

BIOGRAPHIE

Directeur général adjoint d'ENGIE, **DIDIER HOLLEAUX** a commencé comme ingénieur dans l'industrie automobile et l'industrie pétrolière. Après une carrière au service de l'État, achevée comme directeur de cabinet du ministre de l'Énergie en 1993, il a rejoint le groupe Gaz de France, devenu ENGIE en 2015. Après un parcours dans les domaines du transport et du stockage de gaz, de l'exploration-production, du GNL et de la distribution (EDF GDF Services à l'époque), en France et à l'international, il est directeur général adjoint d'ENGIE depuis le 1^{er} juillet 2015. Il a été président de l'association Eurogas de 2021 à 2024. Il est l'auteur de *La vraie histoire du gaz* (Le Cherche midi éditeur, janvier 2024).

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le GNL : le meilleur choix pour la transition énergétique du transport maritime, *Alain Giacosa* (n° 650, mai-juin 2020)
- De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné, *Pierre-Laurent Lucille, Guillaume Erbs, Andrew Harbord, Jimmy Kba* (n° 662, mai-juin 2022)
- Impact d'un embargo sur les importations russes d'énergie en Europe, *Sigit Perdana, Maxime Schenckery, Marc Vielle* (n° 663, juillet-août 2022)

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.