

|                   |               |  |
|-------------------|---------------|--|
| <b>Université</b> |               |  |
|                   |               |  |
|                   | de Strasbourg |  |

|                               |  |  |
|-------------------------------|--|--|
| <b>Sciences Po Strasbourg</b> |  |  |
| École                         |  |  |
| de l'Université de Strasbourg |  |  |

# **INSTITUT D'ÉTUDES POLITIQUES DE STRASBOURG**

## **Université de Strasbourg**

Les conséquences de la guerre d'Ukraine sur  
l'indépendance et la transition énergétique de l'Union  
européenne : un Grand Bond en avant ?



**Mathieu OSTERMANN**

Mémoire de 4<sup>ème</sup> année, filière « Études européennes »

Sous la direction de Madame Blandine ZIMMER

Année universitaire 2022/2023

#### **IMAGE D'ILLUSTRATION**

Affiche issue de la campagne « *Soyons solidaires avec l'Ukraine : cessons d'alimenter la guerre* » organisée par le groupe Verts/ALE au Parlement européen, février 2022.

La manière dont l'éolienne est implantée sur l'image rappelle celle des marines américains, hissant le drapeau des États-Unis sur l'île japonaise d'Iwo Jima, instant immortalisé par la célèbre photographie "*Raising the Flag on Iwo Jima*" (23 février 1945).

« L'Université de Strasbourg n'entend donner aucune approbation ou improbation aux opinions émises dans ce mémoire. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur. »

# SOMMAIRE

|  |            |
|--|------------|
| INTRODUCTION.....  | 4          |
| <b>PARTIE I – ÉTUDE DU PAYSAGE ÉNERGETIQUE EUROPÉEN : UNE CARTOGRAPHIE DE NOS DÉPENDANCES.....</b>                 | <b>28</b>  |
| <b>CHAPITRE 1 – QUELLES REPONSES A L’URGENCE DE LA CRISE ENERGETIQUE ? .....</b>                                   | <b>28</b>  |
| I) – Avant le conflit, des disparités nationales en matière d’indépendance énergétique.....                        | 28         |
| II) – En réponse à la crise, une nouvelle ruée vers les énergies fossiles ? .....                                  | 43         |
| III) – Un rôle de soutien et de coordination pour l’Union.....   | 66         |
| <b>CHAPITRE 2 – DES DEPENDANCES ENERGETIQUES PROBLEMATIQUES : VIS-A-VIS DE LA RUSSIE ET DE LA CHINE.....</b>       | <b>77</b>  |
| I) – La Russie : autopsie d’une (inter)dépendance piège .....  | 77         |
| II) – La Chine : un « rival systémique » en constante progression.....   | 98         |
| <b>PARTIE II – INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR GARANTIR LA SOUVERAINETÉ EUROPÉENNE.....</b>           | <b>118</b> |
| <b>CHAPITRE 3 – UN NOUVEAU CADRE REGLEMENTAIRE ET FINANCIER EUROPEEN .....</b>                                     | <b>118</b> |
| I) – L’indispensable réforme du cadre réglementaire communautaire .....  | 118        |
| II) – Une puissance économique et financière au service de l’effort de transition.....                             | 164        |
| <b>CHAPITRE 4 – POLITIQUE INDUSTRIELLE ET CHOIX TECHNOLOGIQUES D’UNE EUROPE CLIMATIQUEMENT NEUTRE EN 2050.....</b> | <b>196</b> |
| I) – L’Europe puissance industrielle « verte » .....   | 196        |
| II) – Les énergies renouvelables au cœur de la transition .....  | 221        |
| III) – L’énergie nucléaire, ou la pomme de discorde européenne.....  | 243        |
| CONCLUSION.....  | 274        |
| GLOSSAIRE .....  | 285        |
| SIGLES ET UNITÉS DE MESURE .....   | 286        |
| ANNEXES.....   | 288        |
| BIBLIOGRAPHIE.....   | 293        |
| INDEX DES FIGURES .....  | 307        |

## INTRODUCTION

« *Nous devons nous assurer que les familles en Europe puissent passer cet hiver, et le suivant* »

Joe Biden, Président des États-Unis d'Amérique, lors d'une rencontre avec Ursula Von der Leyen,  
Présidente de la Commission européenne (mars 2022)

« *Il y a un avant et un après 24 février 2022. Avec l'invasion de l'Ukraine, nous devons faire tout ce qui est en notre pouvoir pour faire en sorte d'acquiescer notre indépendance face à des sources d'énergies russes. Nous vivons une nouvelle réalité, et nous avons à travailler encore plus dur pour réaliser la transition énergétique* ».

Lea Wermelin, ancienne Ministre danoise de l'environnement (août 2022)

« *La crise de l'énergie représente le plus grand risque systémique pour l'Europe* »

Ben McWilliams, Simone Tagliapietra, et Georg Zachmann, économistes à l'institut Bruegel (août 2022)

« *Notre prospérité reposait sur une énergie venue de Russie, son gaz réputé peu cher, stable et sans risque. Tout cela était faux. [...] Nous devons trouver de nouvelles sources énergétiques au sein de l'Union européenne, autant que nous le pouvons, car nous ne devrions pas remplacer une dépendance par une autre* »

Josep Borrell, Haut-Représentant de l'Union européenne pour les Affaires étrangères et la Politique de sécurité,  
discours aux Ambassadeurs des États membres (octobre 2022)

« *Comme au Moyen-Âge, les Européens font des réserves de bois pour cet hiver* »

Vladimir Poutine, Président de la Fédération de Russie (octobre 2022)

En 1997, un étudiant de l'École des mines de Saint-Petersbourg présenta sa thèse sur l'exploitation des ressources naturelles russes, et la manière dont celles-ci pourraient être instrumentalisées à des fins de politique étrangère. 25 ans plus tard, le 24 février 2022, ce même étudiant – devenu Président de la Fédération de Russie – ordonna l'invasion de l'Ukraine, pays voisin dont l'indépendance est synonyme d'un traumatisme ; celui de l'effondrement de l'Union soviétique, que Vladimir Poutine qualifia lui-même de « *plus grande catastrophe géopolitique du XX<sup>ème</sup> siècle* ». Pour les Européens, outre le retour de la guerre interétatique sur leurs terres, qu'ils pensaient reléguée aux livres d'histoire, la décision de Poutine eut une autre conséquence : le déclenchement de la plus grande crise énergétique que le Vieux Continent ait connu depuis les chocs pétroliers des années 1970.

## L'ÉNERGIE, UN SUJET PRIVILÉGIÉ DES RELATIONS INTERNATIONALES

La crise énergétique actuelle, bien qu'inédite par son intensité, ses conséquences économiques, et les facteurs qui en sont à l'origine – la rupture d'approvisionnement en combustibles fossiles russes n'expliquant pas tout – **s'inscrit dans une forme de continuité historique, dans laquelle politique et énergie sont intimement liés.** Durant la Première Guerre mondiale, l'énergie fut au cœur des discussions entre alliés. « *L'essence est aussi vitale que le sang dans les batailles à venir* », proclama Georges Clemenceau en décembre 1917 au Président américain Woodrow Wilson, dont le pays venait de rejoindre le conflit quelques mois auparavant. Dans cet esprit, des troupes de l'Entente avaient été envoyées en Roumanie et dans le Caucase pour saboter les champs pétroliers susceptibles d'être capturés par les Empires centraux. « *Si je n'ai plus de pétrole, je n'ai plus d'armée* », aurait proclamé Adolf Hitler à ses généraux durant la Seconde Guerre mondiale, tandis que l'Allemagne nazie s'était engagée dans une conquête systématique des régions pétrolifères d'Europe (en Autriche, Hongrie, Pologne, et principalement en Roumanie), tout en essayant de couper l'URSS de ses approvisionnements caucasiens – projet qui échoua sur les ruines de Stalingrad. Par ailleurs, la technologie du pétrole synthétique, produit à partir de charbon, développée par l'industrie allemande, était au cœur de la machine de guerre nazie. Sur le front du Pacifique, la décision américaine d'un embargo pétrolier à l'encontre du Japon (juillet 1941) qui venait d'occuper l'Indochine française fut l'une des principales motivations menant à l'attaque de Pearl Harbour, le 7 décembre 1941.

**On retrouve cet intérêt des États pour l'enjeu énergétique également en période de paix :** l'Anglo-Persian Oil Company – connue dorénavant sous le nom de British Petroleum (BP) – a vu le jour en 1909, aux prémices de l'exploitation par les Britanniques des puits pétroliers d'Abadan, en Iran. En France, sous l'impulsion du Président du Conseil Raymond Poincaré, la Compagnie française des pétroles – aujourd'hui TotalÉnergies – fut fondée en 1924, afin de sécuriser les approvisionnements français en or noir.

Néanmoins, **l'histoire des dernières décennies a rappelé à de multiples reprises la connivence entre guerre et énergie.** En 1956, la décision du Président égyptien Gamal Abdel

Nasser d'occuper le Canal de Suez provoqua en représailles une invasion franco-britannique, soutenue par Israël, les deux anciennes puissances coloniales étant craintives pour leur approvisionnement pétrolier provenant du Moyen-Orient. Deux décennies plus tard, l'embargo de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)<sup>1</sup> provoquant le premier choc pétrolier et une crise économique majeure symbolisant la fin des Trente Glorieuses, fut décidé en représailles du soutien occidental à Israël durant la guerre du Kippour (octobre 1973). En parallèle, la révolution islamique en Iran (1979) et le déclenchement de la guerre Iran-Irak (1980-1988) sont autant de facteurs à l'origine du deuxième choc pétrolier, à la fin des années 1970. Une décennie plus tard, en 1991, les troupes irakiennes, défaites par la coalition internationale menée par les États-Unis durant la Première guerre du Golfe, ont pris soin d'incendier les puits de pétrole koweïtiens lors de leur retrait. Par ailleurs, au déclenchement de la guerre d'Irak (2003), les États-Unis furent accusés par plusieurs États d'exagérer la menace que représentait le régime de Saddam Hussein, et d'intervenir uniquement pour sécuriser leurs approvisionnements pétroliers dans la région.

### **... AU CŒUR DE LA CONSTRUCTION EUROPÉENNE**

**Si l'énergie est un sujet d'autant plus crucial en temps de conflit, il a également pu être mis au service de la paix.** La déclaration Schuman du 9 mai 1950 menant à la fondation d'une première Communauté européenne en 1952, la CECA (Communauté européenne du charbon et de l'acier) permit la **mise en commun**, entre six États européens fondateurs<sup>2</sup>, **de la ressource énergétique dominante pour l'époque : le charbon**. Cette mise en commun, supervisée par une Haute Autorité agissant à l'échelle supranationale, a non seulement contribué à l'effort de reconstruction, mais également facilité la paix entre la France et l'Allemagne, le charbon et l'acier, ingrédients d'une politique d'armement, échappant à leur contrôle.

---

<sup>1</sup> Qui compte aujourd'hui 13 États membres (Algérie, Angola, Arabie saoudite, Congo, Gabon, Guinée équatoriale, Iran, Irak, Koweït, Libye, Nigéria, Émirats arabes unis et Venezuela).

<sup>2</sup> France, RFA, Italie, Luxembourg, Belgique, Pays-Bas.

Cinq ans plus tard, la signature des Traités de Rome (25 mars 1957), outre la fondation d'une Communauté économique européenne (CEE), acte la création d'une nouvelle Communauté, dédiée à une énergie en plein développement : l'énergie nucléaire, avec la **Communauté européenne de l'énergie atomique (CEEA, ou Euratom)**. Dans un contexte d'approvisionnement pétrolier tendu depuis la crise de Suez (1956), Euratom a pour vocation de soutenir la recherche sur l'énergie nucléaire à des fins civiles, et d'instaurer un système commun d'approvisionnement en uranium, pour garantir la sécurité des livraisons. À la différence de la CECA, dont le traité a expiré en 2002, Euratom est toujours en activité.

Dans les années 1980, la signature de l'Acte unique européen (1986) sous l'impulsion du Président de la Commission des Communautés européennes, Jacques Delors, entreprit une **politique de libéralisation et d'ouverture à la concurrence des marchés**, dans l'objectif de créer un marché unique européen. Si les États membres restent souverains en matière d'orientation de leur mix énergétique<sup>3</sup>, **les marchés de l'énergie ont progressivement été libéralisés, au rythme des « paquets » législatifs successifs concernant le gaz et l'électricité**, entre 1996 et 2021<sup>4</sup>. Cette libéralisation s'est traduite par la fin du monopole des opérateurs nationaux historiques, à l'instar d'Électricité de France (EDF), et leur transformation en opérateurs transeuropéens ; ou encore, l'introduction de prix de marchés pour le gaz et l'électricité, ainsi que la séparation des activités de production, de transport, et de distribution de l'énergie<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> Un droit souverain réaffirmé par l'article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), article sur lequel nous revenons à la page suivante.

<sup>4</sup> On dénombre non moins de cinq « paquets » législatifs sur cette période (1996, 1998, 2003, 2009, 2019, le cinquième paquet dit *Fit for 55* ayant été proposé en juillet 2021, avec de premiers textes majeurs adoptés en 2022).

<sup>5</sup> Dans l'exemple français, pour l'électricité, les activités de transport et de distribution sont respectivement assurées par RTE (Réseau de Transport d'Électricité) et Enedis. Les activités de production électrique sont quasi-intégralement assurées par EDF.

**ENCADRÉ 1 – ARTICLE 194 DU TFUE**

L'article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) détaille les objectifs et les procédures législatives relatives à la politique énergétique de l'UE. Dans un esprit de solidarité entre les États membres, **cette politique vise à 4 objectifs (paragraphe 1) :**

1. Assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;
2. Assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique ;
3. Promouvoir l'efficacité énergétique, les économies d'énergie, le développement des énergies nouvelles et renouvelables ;
4. Enfin, promouvoir les interconnexions entre réseaux énergétiques.

Pour atteindre ces objectifs, la procédure législative ordinaire est utilisée. Néanmoins, les décisions prises à l'échelle européenne **n'affectent pas le droit souverain des États membres à déterminer leur mix énergétique**, selon les sources d'énergie de leur choix (paragraphe 2).

Pour les mesures relatives à la fiscalité, le Conseil de l'Union agit par une procédure législative spéciale, décidant à l'unanimité, après consultation du Parlement européen (paragraphe 3).

Ainsi, l'énergie étant intimement lié à leur souveraineté, les États membres restent **libres de leurs choix pour la composition de leur mix énergétique**. Par les quatre objectifs énoncés, l'UE joue un **rôle de complément à l'action des États**. Au risque d'assumer certains paradoxes, comme nous le verrons : en décidant d'objectifs européens d'installation d'énergies renouvelables, alors que les États membres sont libres de leurs choix énergétiques ; en souhaitant assurer le fonctionnement du marché de l'énergie tout en proposant, dans le projet de réforme du marché de l'électricité, plusieurs leviers pour contourner les règles de celui-ci, etc.

Depuis les années 1990, la publication du rapport Brundtland sur le développement durable (1987), et la signature du protocole de Kyoto (1997), **la politique énergétique européenne s'inscrit dans une dynamique globale de lutte contre le dérèglement climatique**. Afin de limiter le réchauffement planétaire induit par les émissions des gaz à effet de serre (GES) provenant des activités humaines, l'Union européenne (UE) a progressivement mis en œuvre plusieurs dispositions législatives, certaines ayant trait à la production énergétique. En 2005, **la création d'un marché du carbone**, sous le nom de système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE-UE), a permis de soutenir le développement des énergies renouvelables, en instaurant un « prix du carbone » renchérissant les coûts de production des sources d'énergie les plus polluantes (charbon, lignite, houille, pétrole brut, gaz naturel).

En décembre 2008, les Vingt-Sept se sont accordés sur la mise en œuvre d'un **paquet « climat-énergie »**, autour d'une formule destinée à marquer les esprits : le « **3x20** ». À l'horizon 2020, les États membres devraient réduire de 20 % leurs émissions de GES, porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans leur consommation finale d'énergie, et améliorer de 20 % leur efficacité énergétique. En 2014, ce paquet fit l'objet d'une révision, portant l'objectif de réduction des émissions de GES à 40 % pour 2030, par rapport aux émissions de 1990.

L'arrivée de la Commission menée par Ursula Von der Leyen, fin 2019, accéléra cette dynamique. La **présentation en décembre 2019 du « Pacte Vert pour l'Europe »** (ou *Green Deal* européen) fixa l'horizon ambitieux de faire de l'Europe le premier continent « climatiquement neutre » en 2050, en réduisant drastiquement les émissions de GES. L'objectif de réduction des émissions de GES pour 2030 fut porté à 50 puis 55 %<sup>6</sup>, au lieu des 40 % initialement envisagés.

**Le Pacte Vert pour l'Europe marque une rupture dans la politique climatique de l'Union**, par la mise en œuvre de moyens inédits pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Il repose sur 3 outils : **la législation européenne** (pour fixer les objectifs de réduction d'émissions de GES, d'installation d'énergies renouvelables, de réduction des activités fossiles<sup>7</sup>...), **le déblocage de financements massifs** (un tiers des 1800 milliards d'euros du budget pluriannuel de l'UE sur la période 2021-2027 et du plan de relance européen NextGenerationEU y sont consacrés) permettant de soutenir la mise en œuvre **d'outils de coordination** (politiques et stratégies sectorielles pour soutenir la transition écologique).

Le Pacte Vert a vocation à se décliner autour de **plusieurs initiatives clés** : la création d'un droit climatique européen, l'instauration d'une taxe carbone aux frontières de l'Union<sup>8</sup>, le développement d'une économie propre et circulaire, la mise en œuvre d'un « Mécanisme de

---

<sup>6</sup> Les objectifs de neutralité carbone pour 2050 et de réduction des émissions de GES de 55 % (paquet *Fit for 55*) pour 2030 par rapport à 1990 ayant depuis été insérés dans le droit de l'Union, par le règlement (UE) 2021/1119 du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique, plus connu sous le nom de « Loi européenne sur le climat ».

<sup>7</sup> On peut notamment citer l'interdiction de vente des véhicules thermiques neufs dans l'UE en 2035, venant de faire l'objet d'après tergiversations entre États membres.

<sup>8</sup> Instaurée sous le nom de « Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'UE » (MACF).

transition juste »<sup>9</sup> visant à soutenir les citoyens et activités économiques impactés par la transition écologique (reconversion professionnelle des travailleurs, reconversion économiques des régions concentrant les activités fossiles, etc.).

Dans cet esprit, depuis 2019, **plusieurs stratégies sectorielles en lien avec le Pacte Vert ont été élaborées**. Celles-ci concernent plusieurs secteurs, dont l'énergie (mais également l'agriculture, la protection de la biodiversité, le transport, l'industrie, la recherche et l'innovation, le soutien au développement régional, etc.). **Nombre de ces stratégies ont ainsi trait à la politique énergétique de l'Union**, à l'image de la stratégie industrielle pour l'Europe<sup>10</sup>, du plan d'action pour l'économie circulaire<sup>11</sup>, de la stratégie pour l'intégration des systèmes énergétiques<sup>12</sup>, des stratégies pour l'hydrogène et les énergies renouvelables en mer<sup>13</sup>, ou encore la stratégie pour une vague de rénovations<sup>14</sup>.

Le **déclenchement de la pandémie de Covid-19** (mars 2020), qualifiée par l'Agence internationale de l'énergie de « *plus grand choc pour le système énergétique mondial depuis plus de sept décennies* »<sup>15</sup>, quelques mois après l'annonce du Pacte Vert, a pu faire douter de la capacité du bloc à tenir le rythme de sa transition énergétique. Or, l'effort de relance économique, à la suite des multiples confinements, a été perçu à Bruxelles comme une opportunité d'accélérer la transition : sur les 723,8 milliards d'euros compris dans la Facilité pour la reprise et la résilience<sup>16</sup>, principal instrument du plan NextGenerationEU, 37 % des financements ont été réservés à la transition écologique<sup>17</sup>. **La présentation du paquet climat**

---

<sup>9</sup> Mécanisme concrétisé par la création d'un Fonds pour une transition juste, dispositif de financement sur la période 2021-2027.

<sup>10</sup> La stratégie industrielle pour l'Europe (mars 2020) vise à accompagner la compétitivité des entreprises européennes dans la double transition écologique et numérique, en s'appuyant sur des Alliances par filière, à l'image de l'Alliance européenne pour les batteries.

<sup>11</sup> Le plan d'action pour l'économie circulaire (mars 2020) cible les secteurs économiques les plus consommateurs en ressources stratégiques (métaux rares, semi-conducteurs, etc.), pour soutenir le recyclage de composants nécessaires à la transition énergétique.

<sup>12</sup> La stratégie pour l'intégration des systèmes énergétiques (juillet 2020) vise à une meilleure utilisation des ressources énergétiques, en développant les interconnexions électriques et gazières.

<sup>13</sup> La stratégie pour l'hydrogène (juillet 2020) fixe pour l'Union des objectifs de déploiement de capacités de production d'hydrogène renouvelable (6 GW de capacités d'électrolyse installées en 2024, 40 GW en 2030). Quant à la stratégie pour les énergies renouvelables en mer (novembre 2020), elle soutient aussi bien le déploiement de l'éolien en mer (60 GW de capacités en service en 2030, 300 GW en 2050) que celui des énergies alternatives (40 GW de capacités en service en 2050 pour les énergies houlomotrice et marémotrice).

<sup>14</sup> La stratégie pour une vague de rénovations (octobre 2022) accompagne la rénovation thermique des bâtiments, pour soutenir les efforts d'efficacité énergétique.

<sup>15</sup> AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Global Energy Review*, 30/04/2020.

<sup>16</sup> 385,8 Mds EUR de prêts par la Commission sur les marchés financiers et 338 Mds EUR de subventions allouées aux États membres.

<sup>17</sup> Règlement (UE) 2021/241 du 12 février 2021 établissant la facilité pour la reprise et la résilience.

dit *Fit for 55* par la Commission européenne, en juillet 2021, est venue soutenir la mise en œuvre du Pacte Vert, par l'annonce de 13 propositions législatives, complémentaires au réhaussement de l'objectif de réduction des émissions de GES à 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Parmi ces propositions, on retrouve la création d'un Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF), en complément du marché européen du carbone (SEQUE-UE) dont une réforme est également annoncée. Par ailleurs, l'Union s'est engagée sur la révision de sa directive sur les énergies renouvelables<sup>18</sup>, tout en annonçant plusieurs initiatives relatives à l'aviation, au transport maritime, à l'industrie, à l'agriculture, etc. **C'est dans ce contexte qu'éclate, le 24 février 2022, la guerre en Ukraine.**

## CRISE ÉNERGÉTIQUE ET PARI POLITIQUE DU KREMLIN

Certains, comme Daniel Yergin, historien américain spécialisé dans les questions énergétiques, **ont vu venir ce conflit et ses conséquences sur l'approvisionnement énergétique de l'Occident.** Dans son dernier ouvrage, intitulé *The New Map. Energy, Climate and the Clash of Nations* (Penguin Press, 2020, non traduit), il développa l'idée que, tôt ou tard, la Russie envahirait l'Ukraine, Poutine n'ayant jamais accepté son indépendance. En provoquant une telle escalade, le maître du Kremlin prendrait le pari que l'explosion des prix de l'énergie – sur des marchés déjà tendus – et la crise économique majeure qui en découlerait susciterait des troubles sociaux en Occident, facilitant l'accès au pouvoir de dirigeants aux opinions plus favorables vis-à-vis de Moscou.

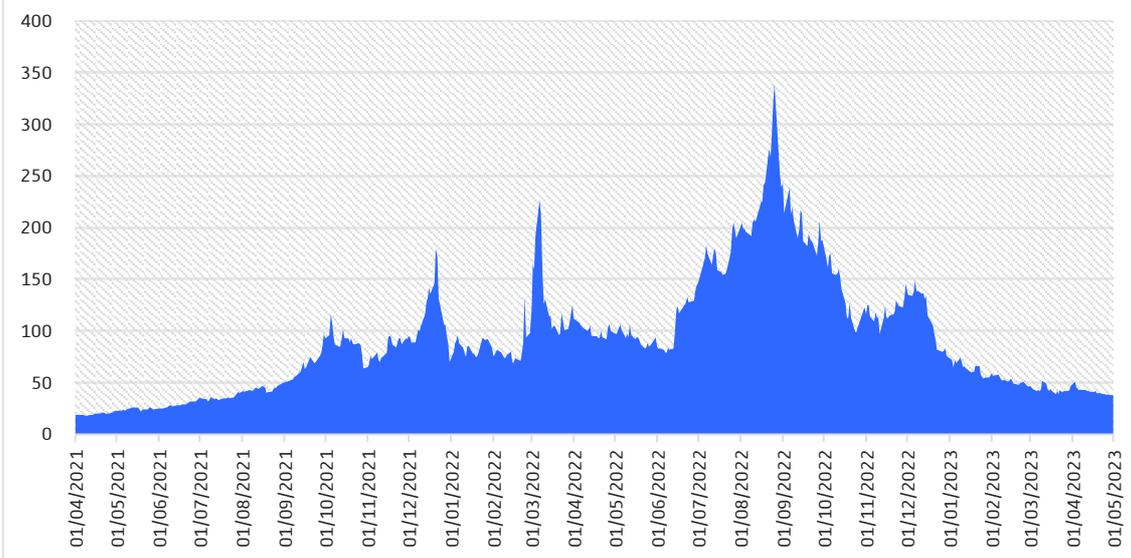
**La tournure des événements, durant l'année écoulée, semble lui donner partiellement raison.** Le déclenchement de la guerre d'Ukraine, succédant à une manipulation des marchés européens du gaz naturel par Moscou depuis l'été 2021<sup>19</sup> (cf. figure 1) a permis une croissance exponentielle des coûts de l'énergie, synonyme d'inflation aiguë (cf. figure 2).

---

<sup>18</sup> Dite « RED III » (*Renewable Energy Directive III*).

<sup>19</sup> Gazprom ayant réduit les volumes exportés à l'Europe tout en vidant les réserves stratégiques dont elle assurait l'exploitation, comme en Allemagne.

**Figure 1 :** Évolution quotidienne du prix du gaz naturel sur les contrats TTF à un mois (EUR/MWh, 01/04/2021-01/05/2023)

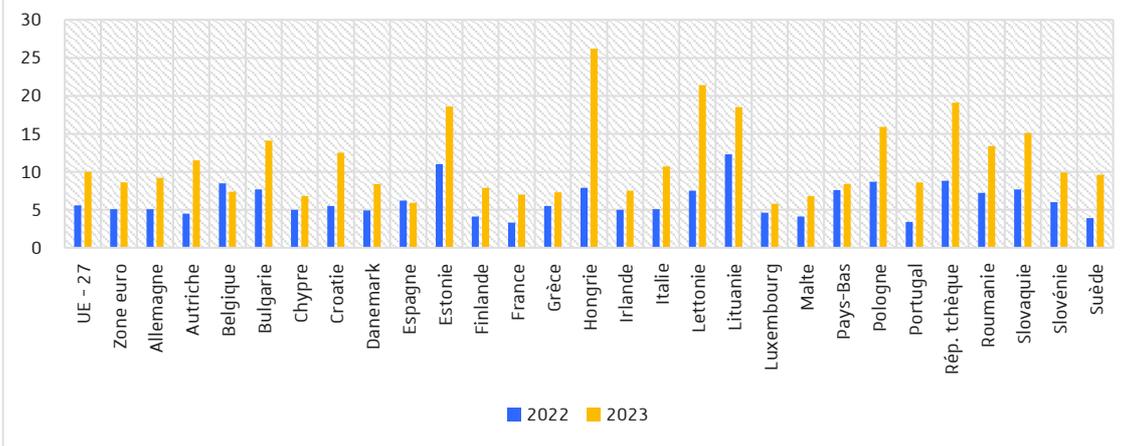


Source des données : Intercontinental Exchange (ICE) Dutch TTF, Le Grand Continent

**LÉGENDE**

Les données sont celles du marché néerlandais TTF (*Title Transfer Facility*), principal marché d'échange de gaz naturel en Europe, ayant valeur de référence.

**Figure 2 :** Évolution du taux d'inflation dans l'UE (% , 01/2022-01/2023)



Source des données : Eurostat, Indices des Prix à la Consommation Harmonisés (IPCH)

Cette explosion des prix de l'énergie a contaminé les autres secteurs de l'économie européenne, l'énergie étant un bien primaire indispensable dans la totalité des processus de production. L'inflation galopante qui en découle a ainsi favorisé **l'émergence de plusieurs**

**troubles sociaux à travers le continent.** Au Royaume-Uni, la campagne “*Don't Pay UK*” a été portée sur les réseaux sociaux par des citoyens accablés par la hausse des prix de l'énergie, voulant créer un large mouvement de désobéissance civile en refusant de payer leurs factures. En Allemagne, l'extrême-droite a détourné le concept des « Manifestations du lundi » (*Montagsdemonstrationen*), qui, à l'automne 1989, avaient contribué à la chute du régime communiste de la RDA. Le parti d'extrême-droite AfD (*Alternative für Deutschland*, « L'Alternative pour l'Allemagne »), opposé aux sanctions économiques contre Moscou, a milité pour l'ouverture du gazoduc Nord Stream 2, suspendue par le Chancelier Olaf Scholz avant le début du conflit.

**En parallèle, plusieurs personnalités politiques plutôt favorables au Kremlin ont enregistré des résultats électoraux favorables au cours des derniers mois.** En Hongrie, le Premier ministre magyar Viktor Orbán, au pouvoir depuis 2010, connu pour ses positions pro-russes, a été réélu en avril 2022 pour un quatrième mandat consécutif (53,35 % des voix pour son parti, le Fidesz, contre 34,75 % pour l'opposition coalisée). En France, l'accession au second tour de l'élection présidentielle de Marine Le Pen, en avril 2022, et la percée de son parti aux élections législatives de juin 2022 (87 députés sur 577 sièges), ainsi que l'arrivée au pouvoir de la coalition d'extrême-droite menée par Giorgia Meloni en Italie (octobre 2022), sont autant d'éléments qui témoignent de la progression des personnalités politiques ambiguës – quand elles ne sont pas alignées – sur les positions du Kremlin. En revanche, la réélection d'Emmanuel Macron en France (avril 2022), la défaite du Premier ministre slovène Janez Janša (mai 2022), ou encore la victoire de Petr Pavel à l'élection présidentielle tchèque (janvier 2023), en dépit de l'inflation galopante, **montrent les limites du pari de Poutine.**

## **UNE CRISE RÉVÉLATRICE, AUX CAUSES MULTIPLES**

Comme nous avons pu le constater, cette crise a été révélatrice d'un détournement de l'énergie à des fins de politique étrangère ; dans le cas précis, il n'est pas exagéré de parler d'une **militarisation de l'énergie, où les combustibles fossiles russes ont servi de moyen de pression pour le Kremlin contre les sanctions occidentales.** En dépit de l'avertissement

donné par les précédentes crises gazières opposant la Russie à l'Ukraine (entre 2005 et 2009), certains États membres de l'Union européenne ont accru leur dépendance énergétique à la Russie, à l'instar de l'Allemagne et des projets de gazoduc Nord Stream, dont le premier fut inauguré en 2011. Aujourd'hui, nous payons le prix de cette dépendance : selon l'Institut Bruegel, la crise énergétique a déjà coûté 800 milliards d'euros aux États membres de l'UE<sup>20</sup>.

Toutefois, l'urgence climatique ne nous impose pas uniquement de nous libérer des énergies fossiles russes ; **elle nous enjoint à nous affranchir des énergies fossiles définitivement.** Malgré les progrès techniques, qui, pendant des décennies, ont permis d'optimiser l'exploitation des ressources, **la diminution de la production de combustibles fossiles, pour des raisons géologiques, est inéluctable** <sup>21</sup>. Le dernier rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), paru en mars 2023, présenté comme un « *guide pratique pour désamorcer la bombe à retardement climatique* » rappelle la nécessité impérieuse de sortir des énergies fossiles : pour limiter le réchauffement planétaire à +2°C à horizon 2100, l'humanité dispose d'un « budget carbone » de 1000 gigatonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>, soit l'équivalent des émissions globales des 30 dernières années. Pour atteindre l'objectif de rester sous la barre des +1,5°C – considéré comme « mort » par plusieurs personnalités, telles que l'ingénieur Jean-Marc Jancovici ou le chercheur François Gemenne, rapporteur du GIEC – ce budget d'émissions restantes tombe à 400 gigatonnes. En ce sens, **la guerre de Poutine accélère la marche de l'histoire, vers la fin des énergies fossiles.** Ce constat est partagé par l'opinion publique européenne, pour qui la priorité, dans le cadre de la lutte contre le dérèglement climatique, reste l'abandon des énergies fossiles<sup>22</sup>.

Cependant, la rupture d'approvisionnement en combustibles fossiles russes n'est pas la seule explication à la crise énergétique actuelle. Celle-ci a également **révélé nos propres vulnérabilités, aggravant la crise.** Certes, la manipulation, dès l'été 2021, des marchés

---

<sup>20</sup> SGARAVATTI Giovanni, TAGLIAPIETRA Simone, TRASI Cecilia et ZACHMANN Georg, *National fiscal policy responses to the energy crisis*, Institut Bruegel, 13/02/2023.

<sup>21</sup> Selon l'Agence internationale de l'énergie, le pic de la production de pétrole conventionnel a été franchi en 2008 ; depuis, la production de pétrole dit non-conventionnel, issu de la roche de schiste ou des sables bitumineux, répandue en Amérique du Nord, a permis de maintenir un niveau de production élevé, mais qui ne sera pas éternel.

<sup>22</sup> Eurobaromètre spécial n°490 consacré au changement climatique, avril 2019.

européens du gaz naturel par la Russie, par la réduction des exportations de gaz naturel – parfois, avec des prétextes techniques fallacieux<sup>23</sup> – conjuguée à un faible remplissage des sites de stockage dans l'UE appartenant à Gazprom<sup>24</sup>, a directement contribué à son éclatement. Cependant, d'autres responsables sont à nommer : on peut tout d'abord y voir **le revers de nos politiques climatiques**. En effet, celles-ci ont permis de décourager les investissements en amont dans l'exploitation d'énergies fossiles ; une bonne nouvelle pour le climat, mais une réduction inexorable de nos capacités de transport de production fossiles, retardant la diversification de nos approvisionnements<sup>25</sup>. Nos politiques climatiques ont été d'autant plus incomplètes qu'elles n'ont **pas permis de développer suffisamment d'alternatives renouvelables** sur le continent européen, **ni de réduire suffisamment la demande d'énergie**. L'urgence nous a contraint à *détruire* la demande, et non à la *réduire*<sup>26</sup>.

Il faut également **déplorer plusieurs coïncidences malheureuses** qui, durant l'année 2022, ont considérablement affecté la disponibilité de nos moyens de production énergétiques. La **grave sécheresse qu'a connue l'Europe durant l'été 2022**, lié à un manque de précipitations dû au dérèglement climatique, a affaibli la production des barrages hydroélectriques, perturbé le refroidissement des centrales thermiques dont la production a dû être ralentie, et asséché les courts d'eau nécessaires à l'acheminement des combustibles fossiles, comme le Rhin, utilisé pour transporter du charbon vers l'Allemagne par barges. En France, **le parc électronucléaire, composé de 56 réacteurs, a connu un effondrement de sa production** (cf. figure 3) pour l'année 2022, atteignant un plus bas historique de 279 TWh produits sur l'année ; ainsi, la France, historiquement exportatrice d'électricité vers ses voisins, a dû importer – à prix d'or – les précieux électrons, alors que ses partenaires européens subissaient de plein fouet les effets

---

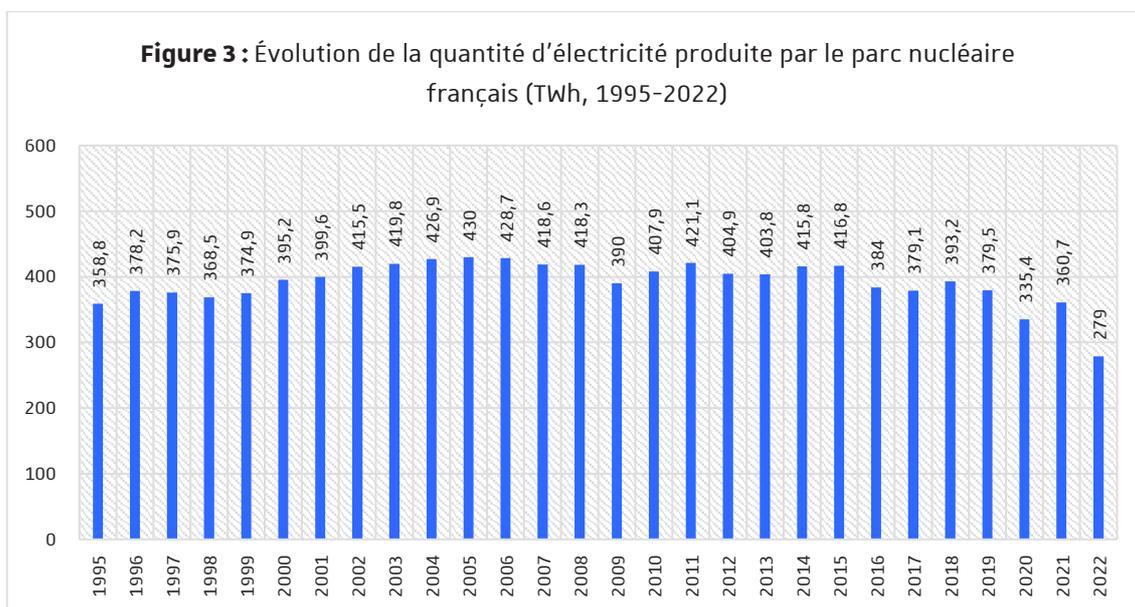
<sup>23</sup> Comment ne pas repenser, à l'été 2022, au triste spectacle offert par l'Allemagne, qui remua ciel et terre – au risque de froisser ses alliés – pour faire réparer au Canada une turbine nécessaire à l'exploitation du gazoduc Nord Stream 1, mis à l'arrêt par Gazprom pour maintenance, alors que la Russie avait déjà réduit ses exportations et que les gazoducs seraient sabotés quelques semaines plus tard...

<sup>24</sup> En janvier 2022, un mois avant le déclenchement du conflit, les réserves allemandes n'étaient remplies qu'à 37 % de leurs capacités, insuffisant pour faire face à une période de froid prolongée.

<sup>25</sup> Par exemple, l'absence de terminaux méthaniers en quantité suffisante, pour la réception du gaz naturel liquéfié, a créé de l'incertitude sur le marché du gaz naturel quant à notre capacité à garantir la sécurité d'approvisionnement après le début du conflit en Ukraine, favorisant l'explosion des prix.

<sup>26</sup> Nous pensons notamment aux fermetures d'entreprises incapables de faire face à la flambée des prix de l'énergie, qu'il s'agisse d'usines de grands groupes (Duralex, ou encore le grand groupe de l'alimentaire Cofigeo en France) ou de plus petites entreprises (vague de fermeture de boulangers en France).

de l'explosion des prix du gaz et de la sécheresse. Au sujet de l'import par la France d'électricité produite à partir des centrales à charbon allemandes, l'essayiste américain Michael Shellenberger évoqua un « *sujet de honte nationale* » pour Paris. Cette crise historique du nucléaire français, survenant dans un contexte énergétique extrêmement tendu, s'explique par deux facteurs : premièrement, des **retards de maintenance liés à la pandémie de Covid-19** et aux confinements successifs, contraignant à l'arrêt de plusieurs réacteurs afin d'y effectuer les opérations nécessaires à la poursuite de leur exploitation (inspections, rechargement du combustible nucléaire, visites décennales, etc.).



Source des données : RTE

Deuxièmement, **une crise imprévue, affectant principalement les réacteurs les plus récents : celle de la corrosion sous contrainte**. Selon Cédric Lewandowski<sup>27</sup>, directeur exécutif d'EDF en charge du parc nucléaire et thermique, la corrosion sous contrainte s'exprime par l'apparition de microfissures dans les circuits auxiliaires au circuit primaire de refroidissement des centrales. L'apparition de ces microfissures résulte d'un phénomène complexe, lié à une série d'interactions entre le design des tuyauteries, les types d'acier utilisés et de soudures réalisées, ainsi que la chimie et la température de l'eau passant dans les

<sup>27</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Cédric LEWANDOWSKI, Directeur Exécutif Groupe EDF en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique*, Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Paris, 19/01/2023.

tuyauteries mises en cause. La recherche des microfissures, l'élaboration d'une procédure de réparation sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), et la mise en œuvre des travaux nécessaires, a immobilisé une large partie des réacteurs français<sup>28</sup> ; des indisponibilités ayant contribué à l'incertitude gagnant les marchés de l'énergie.

La crise a également été **révélatrice des défaillances règlementaires, liés à la structure des marchés européens de l'énergie**, notamment ceux de l'électricité, aggravant les effets de celle-ci. La hausse des prix de l'énergie a provoqué la multiplication des faillites ou rachats d'opérateurs « alternatifs » par leurs concurrents<sup>29</sup>, et **les prix de l'électricité se sont retrouvés couplés à ceux du gaz**, suivant l'explosion de ceux-ci.

Néanmoins, le tableau n'est pas totalement noir : **la crise actuelle a aussi révélé une importante solidarité européenne**, entre États membres, avec le concours des institutions communautaires. L'accord énergétique de solidarité conclu entre Paris et Berlin en novembre 2022 en est la meilleure illustration : en échange de livraisons de gaz naturel vers l'Allemagne, cette dernière a assuré à la France un approvisionnement électrique suffisant, en raison des défaillances du parc nucléaire français. D'autres initiatives peuvent être saluées, à l'image du terminal de regazéification d'Eemshaven (Pays-Bas), loué pour un tiers de ses capacités par la République tchèque, permettant à Prague de sécuriser son approvisionnement gazier. **Cette solidarité n'était pas gagnée d'avance** : les crises de l'euro, des dettes souveraines, migratoires (notamment en 2015-2016) ou encore du Covid-19 (durant laquelle les États avaient fermé leurs frontières dans le désordre, et bloqué les exportations de matériel médical) sont autant d'exemples de crises dans lesquelles le réflexe national fut difficile à surmonter pour les capitales européennes. **Cette solidarité a tourné à plein pour les États les plus affectés par la crise énergétique, à l'image de l'Allemagne** ; laquelle fut pourtant jugée moralisatrice, durant la crise de l'euro. Toutefois, la solidarité reste une valeur centrale de l'Union, inscrite dans le

---

<sup>28</sup> Au plus fort de la crise (août 2022), 32 réacteurs nucléaires français sur 56 étaient à l'arrêt : soit environ un tiers du parc nucléaire de l'UE !

<sup>29</sup> On peut citer, en France, les faillites ou mises en redressement judiciaire d'Hydroption, fournisseur, entre autres, de la Mairie de Paris ; ou encore, celles de Planet Oui, Cdiscount Energie, E.Leclerc énergies. En Europe, on peut citer la faillite de Bohemia Energy (octobre 2021), principal fournisseur alternatif en République tchèque.

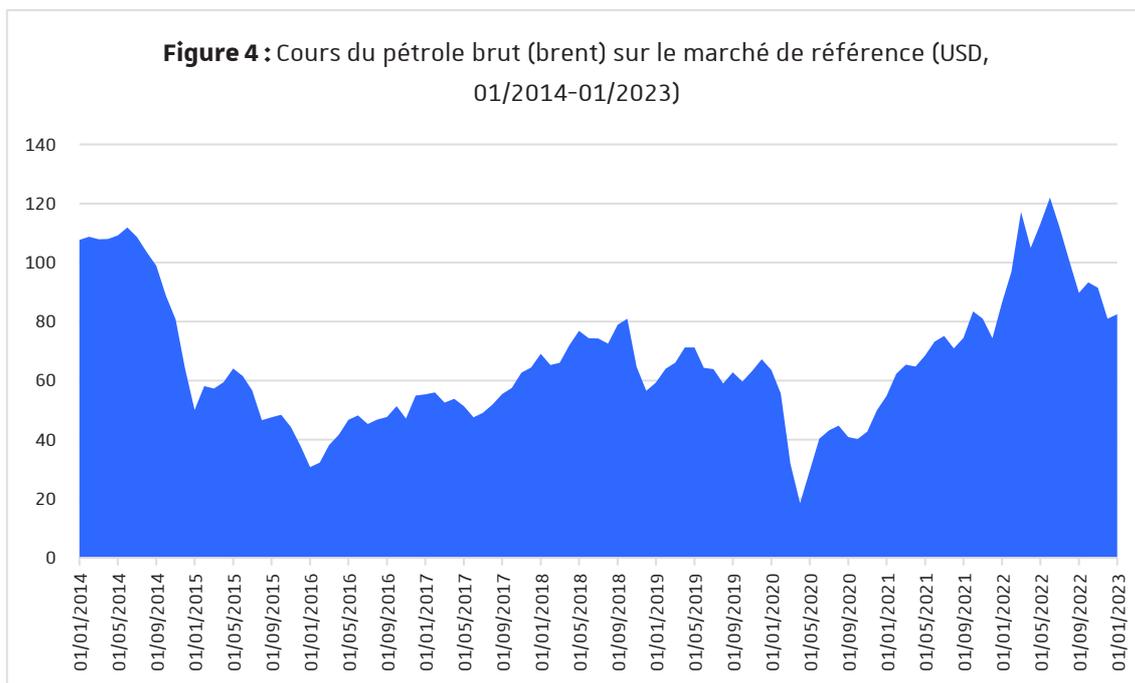
marbre des Traités ; face à un ennemi commun, le chantage énergétique de Poutine, elle a fait preuve de sa crédibilité.

Il convient également de s'attarder sur les retombées internationales de la crise énergétique, révélatrice d'un **relatif isolement de l'Occident, et d'immenses bouleversements sur les marchés internationaux de l'énergie**. La scène internationale s'est retrouvée divisée en deux camps : l'Occident, adoptant plusieurs trains de sanctions à l'encontre de la Russie, en représailles de son agression de l'Ukraine. Et le reste du monde, en s'abstenant de reprendre ces sanctions, cherchant au contraire à tirer profit de celles-ci, notamment celles portant sur l'énergie et les échanges d'hydrocarbures russes. Par exemple, l'OPEP, malgré les sollicitations répétées de Washington, a refusé d'accroître sa production pour remplacer le pétrole russe placé sous embargo, contribuant à l'inflation du prix du baril. Certains États, comme l'Inde, ont profité des rabais proposés par Moscou, cherchant à écouler ses surplus, pour obtenir du pétrole russe à un prix défiant toute concurrence ; le même pétrole russe qui, revendu sous une autre étiquette, a pu être réexpédié en Europe, contournant ainsi les sanctions. La Chine, alimentée par le gazoduc Force de Sibérie, a également profité du gaz russe à bas prix pour alimenter sa reprise économique post-politique de zéro Covid (2020-2022). Enfin, **les marchés internationaux de l'énergie ont subi en quelques mois davantage de bouleversements qu'ils n'en ont connu en des décennies !** Des flux énergétiques parfois installés depuis des décennies, comme la livraison de gaz russe vers l'Europe, ont été réorientés ou stoppés ; du jour au lendemain, des infrastructures critiques de transport d'énergie ont été rendues caduques, à l'instar du gazoduc Nord Stream 2. Le 22 février 2022, soit le lendemain de la reconnaissance par le Kremlin des républiques séparatistes de Donetsk et Lougansk, le Chancelier allemand Olaf Scholz décida en mesure de rétorsion de suspendre la procédure d'homologation du gazoduc, dont les travaux venaient d'être achevés en novembre 2021<sup>30</sup>.

---

<sup>30</sup> Les gazoducs Nord Stream ayant été victimes d'un sabotage, le 26 septembre 2022, le nouveau gazoduc n'a jamais pu entrer en service.

Enfin, la crise actuelle marque l'achèvement d'un processus engagé depuis plusieurs mois, à savoir **un retour des questions énergétiques au-devant des préoccupations internationales**. Durant les années 2010, les débats autour de la mondialisation ont davantage porté sur des projets d'accords de libre-échange (TAFTA, CETA, Mercosur...) que sur des contrats de fourniture d'énergie. **Dans l'imaginaire collectif, le terme « mondialisation » était davantage relié à des images de porte-conteneurs que de gazoduc en construction**. En revanche, les questions énergétiques ont pu resurgir ponctuellement, aussi bien lors des COP, grands-messes annuelles du climat, qu'à l'occasion de crises régionales spécifiques, comme la crise du Golfe (2017-2021) opposant le Qatar à l'Arabie saoudite, ou encore durant la période de rupture des relations diplomatiques entre cette dernière et l'Iran (2016-2023). Selon Marc-Antoine Eyl-Mazzega <sup>31</sup>, cette relative disparition du sujet énergétique s'explique par l'évolution du cours des hydrocarbures<sup>32</sup>, restés relativement faibles et stables durant plusieurs années.



Source des données : INSEE

<sup>31</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Marc-Antoine EYL-MAZZEGA, directeur du Centre Énergie & Climat de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*, Paris, 24/11/2022.

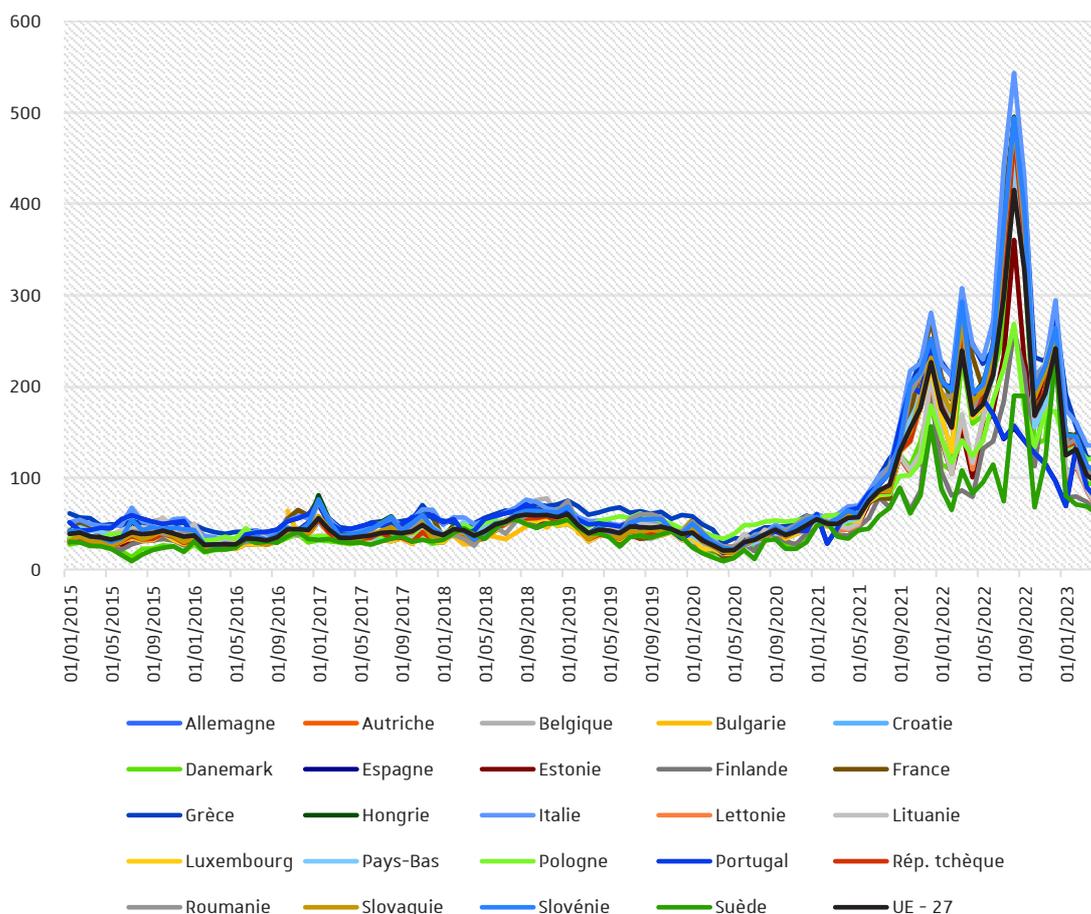
<sup>32</sup> Soit la large majorité de l'énergie consommée dans le monde : selon le GIEC et l'Agence internationale de l'énergie, la part des énergies fossiles dans le mix énergétique mondial est stable depuis 30 ans, aux alentours de 80 %.

**LÉGENDE**

Par « marché de référence » on entend celui de la bourse de Londres. Le prix affiché correspond à la moyenne mensuelle pour un baril de pétrole brut (brent), utilisé comme standard dans la fixation des prix du pétrole.

La pandémie de Covid-19 (2020-2021) et les confinements successifs ont considérablement réduit leurs prix, avant de repartir à la hausse, au rythme des réouvertures et de la reprise économique des différents blocs (à partir de mi-2021) : une remontée accélérée par le déclenchement de la guerre d'Ukraine (février 2022). Outre les hydrocarbures, en Europe, les prix de l'électricité ont aussi connu une impressionnante stabilité sur la même période.

**Figure 5 :** Évolution mensuelle du prix de gros de l'électricité dans les États membres de l'UE (EUR/MWh, 01/2016-04/2023)



Source des données : Ember, ENTSO-E

**LÉGENDE**

Les absences de Chypre, de Malte et de l'Irlande du graphique s'expliquent par leurs faibles (voire inexistantes) interconnexions électriques avec le reste des États membres, ce qui fausse la comparaison. La courbe « UE – 27 » représente la moyenne des prix enregistrés dans les États membres sur la période.

Nous reviendrons sur la notion de « marché de gros » dans le troisième chapitre.

La crise énergétique, permettant le retour de ces enjeux dans le débat public, a ainsi facilité plusieurs prises de conscience nationales, parmi les États membres de l'Union : en France, l'indisponibilité historique du parc nucléaire, et le risque de pénuries d'électricité en hiver ont poussé l'Assemblée nationale à ouvrir une commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France », présidée Raphaël Schellenberger, député de la circonscription de la centrale nucléaire de Fessenheim, mise définitivement à l'arrêt en 2020. Les travaux de cette commission, grâce aux nombreuses auditions de personnalités prééminentes du secteur de l'énergie, ont largement contribué à nos recherches. Outre-Rhin, la prise de conscience fut plus douloureuse : le modèle allemand, locomotive de l'économie européenne, reposant sur une énergie russe à bas prix supposée fiable, des exportations vers la Chine, sous la protection du parapluie américain, a vu ses fondations vaciller. Olaf Scholz, arrivé à la Chancellerie en décembre 2021, a dû prendre plusieurs décisions marquantes<sup>33</sup> dès le début de son mandat, synonymes, selon son expression, d'un « *changement d'époque* » (*Zeitenwende*)<sup>34</sup> pour l'Allemagne et l'Europe.

Enfin, symbole de ce retour fracassant des sujets énergétiques : mêmes les séries télévisées s'y intéressent ! Les Scandinaves sont particulièrement avant-gardistes à cet égard. Ainsi, la série télévisée *Occupied* (diffusée entre 2015 et 2020) imagine une Norvège occupée militairement par la Russie, sur demande de l'Union européenne, pour contraindre Oslo à reprendre sa production d'hydrocarbures à laquelle le pays aurait renoncé pour protéger l'environnement. Plus récemment, la dernière saison de la série télévisée danoise à succès, *Borgen : une femme au pouvoir*, renommée pour l'occasion *Borgen : Le Pouvoir et la Gloire* (diffusée depuis 2022), imagine, au travers du personnage de Birgitte Nyborg, la Ministre

<sup>33</sup> À l'image de l'arrêt de la procédure d'homologation du gazoduc Nord Stream 2, comme évoqué précédemment.

<sup>34</sup> Cf. « *L'Europe est notre avenir, et cet avenir est entre nos mains* », discours d'Olaf Scholz à l'Université Charles de Prague, 29/08/2022.

danoise des Affaires étrangères, la découverte au Groenland d'un gisement de pétrole équivalent à Ekofisk – le premier grand gisement pétrolier norvégien à avoir été exploité – convoité par la Chine, dans une région où États-Unis et Russie se font face militairement.

## **POURQUOI PARLER DE GRAND BOND EN AVANT ?**

De prime abord, il peut paraître pour le moins intrigant d'employer cette expression empruntée à l'histoire de la Chine maoïste. L'Union européenne des années 2020 n'a rien de commun avec la Chine des années 1960, un pays à l'aube de son développement économique, entravé durant des siècles de féodalisme et plusieurs années de guerre civile, nous invitant à faire preuve de prudence dans la comparaison. Néanmoins, **cette expression de « Grand Bond en avant » reflète, à nos yeux, cette idée d'accélérateur, impulsé par les conséquences de la guerre d'Ukraine, dans la quête d'indépendance et de transition énergétique de l'Union européenne.** La comparaison des enjeux inhérents au Grand Bond chinois (1958-1960) et à la situation énergétique actuelle de l'UE – toutes proportions gardées – **nous laisse entrevoir plusieurs analogies**, dans une relative mesure.

Premièrement, **d'immenses objectifs à accomplir, en (trop ?) peu de temps.** À la fin des années 1950, Mao Zedong comptait sur l'impulsion donnée par le Grand Bond pour permettre à la Chine de rattraper l'économie britannique – troisième puissance économique mondiale d'alors – en seulement 15 ans. Depuis février 2022, l'Union ambitionne de s'affranchir totalement des hydrocarbures russes au plus vite, tout en accélérant le calendrier de sa transition énergétique (baisse de 55 % des émissions de GES de l'UE d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990, neutralité carbone en 2050, etc.), alors que certains États membres, comme l'Allemagne<sup>35</sup>, comptaient ouvertement sur le gaz russe pour permettre leur transition, en remplacement de capacités de production plus polluantes (charbon, pétrole, etc.).

---

<sup>35</sup> L'accord de coalition « feu tricolore » (SPD, Grünen, FDP) du gouvernement allemand actuel (novembre 2021), prévoyait une croissance de 50 % de la production d'électricité à partir de gaz naturel pour remplacer les centrales à charbon, plus polluantes.

## *Pourquoi parler de Grand Bond en avant ?*

Deuxièmement, nous retrouvons un **fort volontarisme des dirigeants politiques**. Le plan de Mao reposait sur le volontarisme et l'exaltation des masses populaires, qui n'ont pas suffi à empêcher la catastrophe économique, écologique et humanitaire provoquée par le Grand Bond<sup>36</sup>. En Europe, nombre de personnalités politiques de premier plan ont rivalisé de formules « choc » et autres discours forts pour signifier l'urgence d'agir. Outre le *Zeitenwende* d'Olaf Scholz, le Président français Emmanuel Macron parla, en août 2022, de la « *fin de l'abondance* ». Les notions de *décroissance*, de *sobriété* – choisies, à la différence de la pauvreté qui est subie – ont animé le débat public, en parallèle au réinvestissement du politique dans les sujets énergétiques (présentation de plans nationaux d'économies d'énergie pour passer l'hiver 2022-2023 sans coupures d'électricité, annonce de projets d'infrastructures, signature de contrats d'approvisionnement avec des fournisseurs tiers, etc.).

Troisièmement, nous constatons une **certaine intrusion du politique dans la sphère privée, jusque dans l'intimité des foyers**. Durant le Grand Bond, les familles chinoises étaient séparées de force ; des « cantines populaires », où la population avait l'obligation de s'y restaurer, ont été instaurées. Les habitants étaient affectés selon les besoins économiques, qu'il s'agisse des récoltes en zone rurale ou des activités industrielles balbutiantes en zone urbaine. En Europe, **nombre de consignes ont été données par les gouvernements nationaux à leur population pour passer la crise** : la température du chauffage des logements devait être limitée à 19°C en Italie et en France ; en Allemagne, le Vice-chancelier et Ministre de l'Économie et du Climat Robert Habeck a appelé la population, en juillet 2022, à « *des douches plus courtes et plus froides* » dans l'espoir d'économiser du gaz, utilisé pour le chauffage de la moitié des logements allemands. En Suède, l'Agence nationale de l'énergie a recommandé de « *faire la lessive et la vaisselle au milieu de la journée, la nuit et le week-end* », pendant que leurs voisins finlandais étaient invités à limiter leurs visites... au sauna ! **Plusieurs campagnes de communication gouvernementale sont venues insister sur les efforts à fournir, autour de slogans précis** : « *Je baisse, j'éteins, je décale* » en France, « *Être malin avec*

---

<sup>36</sup> Selon les historiens, le bilan de la grande famine provoquée par le Grand Bond en avant s'établit entre 15 et 55 millions de morts, pour une population totale d'environ 650 millions d'habitants.

## *Pourquoi parler de Grand Bond en avant ?*

*l'énergie et soutenir l'Ukraine* » en Belgique, « *Appuyez aussi sur l'interrupteur* » aux Pays-Bas, etc.

Enfin, dans les deux cas de figure, **la puissance publique s'attribue un rôle directeur dans la transformation des économies**. Le système communiste, dans la République populaire de Chine comme dans les autres États du bloc de l'Est, s'appuie sur la planification économique, au travers d'outils tels que les plans quinquennaux, à l'image du Grand Bond en avant. **Au regard des défis imposés par la transition énergétique**, pour faciliter la mise en œuvre des efforts nécessaires (d'infrastructures, de décarbonation, de financement, de lutte et d'adaptation au changement climatique), **la planification apparaît comme une solution pour nombre d'États**. En France, le Président Emmanuel Macron a fait campagne, en 2022, sur une « planification écologique », dont la responsabilité incombe dorénavant à la Première ministre Elisabeth Borne. En Europe, le Pacte Vert, les plans de relance nationaux conçus après la pandémie de Covid-19, ou encore le plan REPowerEU, annoncé en mai 2022 pour une enveloppe de 300 milliards d'euros pour faire face aux conséquences immédiates de la guerre en Ukraine sur l'approvisionnement énergétique de l'UE, s'inscrivent dans cette dynamique, allouant des financements conséquents à la transition, en soutien aux secteurs économiques concernés.

Si la comparaison entre deux situations aussi différentes que le Grand Bond en avant de la Chine maoïste et l'effort de transition énergétique de l'UE a pu alimenter notre réflexion, **il faut toutefois se garder de tirer des conclusions hâtives**. Néanmoins, **il est légitime de s'interroger sur les véritables chances de réussite des politiques menées par l'UE et ses États membres** pour leur transition énergétique, à l'aune du nouveau contexte géostratégique découlant de la guerre en Ukraine.

## LA GUERRE EN UKRAINE : UN MOMENT DE RUPTURE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE ?

Une nouvelle fois, il peut paraître surprenant de vouloir tirer les leçons et étudier les conséquences d'un conflit pour lequel, au moment où nous écrivons ces lignes, aucune perspective de résolution durable n'apparaît. Toutefois, il nous semble **indispensable de ne pas sous-estimer l'ensemble des révolutions énergétiques en cours en Europe**, dans lesquelles chaque État membre, avec le concours de l'Union, était déjà engagé avant l'éclatement du conflit.

À cet égard, la guerre en Ukraine est un moment de bascule historique, de prise de conscience – voire de réveil collectif – des Européens quant à leurs dépendances énergétiques vis-à-vis des États tiers, au premier rang desquels la Russie de Vladimir Poutine. Se pose alors **l'impératif d'indépendance, ou du moins de souveraineté énergétique**. Plusieurs chercheurs, à l'instar de Marc-Antoine Eyl-Mazzega<sup>37</sup>, considèrent que « l'indépendance énergétique » n'est pas le véritable enjeu, car elle serait indésirable (trop coûteuse) voire irréalisable (pour des raisons physiques). **Il est par conséquent préférable de parler de « souveraineté énergétique »**. Selon Yves Bréchet, ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique, la souveraineté énergétique repose sur la « *capacité à fournir au pays, citoyens et industriels, les quantités et les puissances nécessaires, en ayant la maîtrise des technologies permettant de le faire, et en ne dépendant, en termes de ressources, que de pays alliés et diversifiés* »<sup>38</sup>. Contrairement à l'indépendance énergétique *stricto sensu*, la souveraineté énergétique inclut la possibilité – ici, pour l'UE – de recourir à des États tiers pour la fourniture d'énergie, s'ils sont alliés et diversifiés. L'UE aurait alors **vocation à se concentrer sur la maîtrise des interdépendances vis-à-vis de ses partenaires, ainsi que des éléments critiques des chaînes**

---

<sup>37</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Marc-Antoine EYL-MAZZEGA, directeur du Centre Énergie & Climat de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI)*, Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Paris, 24/11/2022.

<sup>38</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Yves BRÉCHET, Ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique et Membre de l'Académie des sciences*, Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Paris, 29/11/2022.

de valeur dans la production, l'acheminement et la consommation d'énergie. Nos travaux s'inscrivent dans ce raisonnement. En parallèle, l'intensification du dérèglement climatique et la récurrence accrue des phénomènes météorologiques extrêmes (canicules, sécheresses, inondations, etc.) à l'échelle globale, n'épargnant pas l'Europe, souligne **un second impératif, de transition.**

Par conséquent, la guerre d'Ukraine et ses conséquences s'inscrivent dans une crise globale provoquée par le dérèglement climatique ; cette crise, pour l'UE, revêt aussi bien des aspects *géopolitiques* que *climatiques*. **Indépendance et transition énergétiques sont indissociables ; les deux piliers de la stratégie européenne pour sortir de cette crise globale.**

Notre problématique vise ainsi à **s'interroger sur les conséquences de la guerre d'Ukraine dans l'effort d'indépendance et de transition énergétique de l'UE**, dans le contexte du Pacte Vert pour l'Europe et des initiatives nationales en ce sens. Peut-on croire de manière réaliste à un « coup d'accélérateur » donné à cette occasion à des dynamiques d'indépendance et de transition énergétique déjà engagées au préalable ? Cette impulsion peut-elle tenir à long-terme ? Si les dirigeants politiques européens ne manquent pas de volontarisme depuis le déclenchement du conflit, peut-on s'inquiéter d'une éventuelle disparition de cette volonté politique une fois la paix retrouvée ? Les mesures prises depuis plusieurs mois en faveur d'une accélération de la transition énergétique seront-elles pérennes ? Certains États membres de l'Union, à l'image de la Hongrie qui n'y a jamais renoncé, risquent-ils de retomber dans la dépendance aux combustibles fossiles russes pour soutenir leurs économies en difficulté, la guerre terminée ? En voulant exclure définitivement ces énergies russes de nos mix énergétiques nationaux, prend-on le risque d'encourir de nouvelles dépendances, comme les combustibles fossiles américains ou les technologies propres asiatiques, dans des filières industrielles dominées par la Chine ? Si nombre d'États membres ont dû recourir à des énergies fossiles importées pour faire face à l'urgence du conflit, combien de temps durera cette « urgence » ? Ne risque-t-on pas de rater notre « Grand Bond » énergétique, en restant enfermés dans la dépendances aux combustibles fossiles ? Avons-nous, en tant qu'Européens, réellement les moyens de nos ambitions souveraines et climatiques ? Ne risque-t-on pas

*La guerre en Ukraine : un moment de rupture dans la transition énergétique européenne ?*

d'avoir des objectifs démesurés, synonymes d'échec probable dans notre « Grand Bond » ? Quelles solutions avons-nous à notre disposition pour réussir la transition énergétique, promesse de souveraineté et de neutralité climatique en 2050 ?

**En définitive, la problématique à laquelle ce mémoire tâchera de répondre est la suivante :** face aux conséquences de la guerre d'Ukraine, qui impose aux États membres de parer à l'urgence, l'Union européenne a-t-elle les moyens d'agir pour ses ambitions d'indépendance et transition énergétique, qui nécessitent de penser le temps long ?

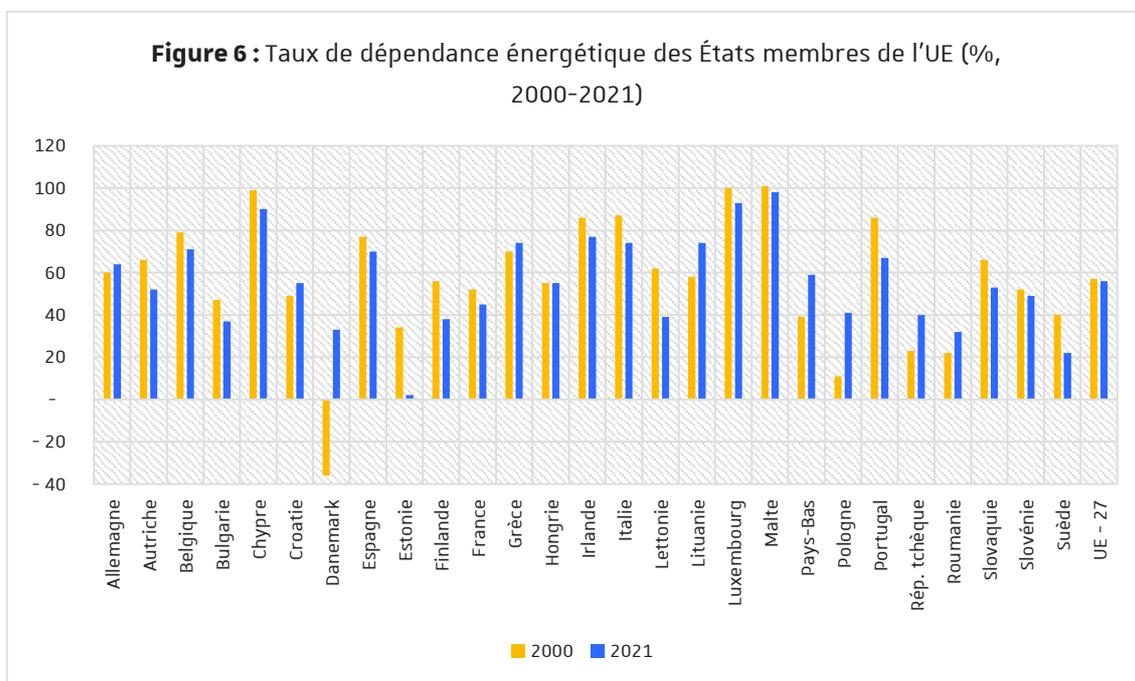
Ce mémoire sera divisé en deux grandes parties, comprenant chacune deux chapitres. Dans un premier temps, **nous reviendrons sur la situation de l'Union européenne à court-terme :** il sera question de la situation énergétique des États membres d'avant-crise, de la réponse immédiate apportée par l'Union et les Vingt-Sept à l'urgence énergétique et aux conséquences de la guerre en Ukraine, avant de proposer une revue des dépendances énergétiques européennes vis-à-vis de la Russie et d'un acteur émergent, la Chine. Dans un second temps, **nous tâcherons de penser la transition énergétique européenne, seule véritable solution de long-terme pour garantir la souveraineté énergétique du Vieux Continent.** Nous reviendrons sur les nécessaires réformes du cadre réglementaire communautaire, la mise au service de la transition de la puissance financière européenne, ainsi que sur les choix industriels et technologiques auxquels l'Union sera confrontée.

# PARTIE I – ÉTUDE DU PAYSAGE ÉNERGETIQUE EUROPÉEN : UNE CARTOGRAPHIE DE NOS DÉPENDANCES

## Chapitre 1 – Quelles réponses à l’urgence de la crise énergétique ?

I) – Avant le conflit, des disparités nationales en matière d’indépendance énergétique

A) – Lien entre mix et dépendances énergétiques des États membres



Source des données : Eurostat<sup>39</sup>

### LÉGENDE

Le « taux de dépendance énergétique » indique, pour chaque État membre, la quantité d’énergie qu’il doit importer pour subvenir à sa consommation. Il est calculé à partir des importations nettes d’énergie (importations soustraites des exportations), divisées par la consommation intérieure brute d’énergie.

<sup>39</sup> Le cas du Danemark mérite notre attention : grâce à sa production d’hydrocarbures issus des gisements en Mer du Nord, le royaume scandinave a longtemps pu assurer son autonomie. Néanmoins, la production de pétrole a atteint son pic en 2004, selon les données de l’Agence danoise de l’énergie (*Energistyrelsen*). En 2020, le gouvernement social-démocrate a trouvé un accord avec les autres formations politiques pour arrêter la production d’hydrocarbures d’ici 2050, afin de respecter les objectifs climatiques du pays.

Afin de comprendre les implications de la guerre d'Ukraine sur l'approvisionnement énergétique de l'Union, **il convient de s'intéresser à la situation d'avant-crise**. Les données d'Eurostat, la direction générale de la Commission européenne en charge de la production de statistiques, permettent d'obtenir un premier aperçu des situations énergétiques nationales et d'en tirer de premières observations<sup>40</sup>.

Premièrement, on constate des **disparités importantes en matière d'indépendance énergétique selon les États membres**. On distingue deux catégories, sur la période 2000-2021 : d'une part, une majorité d'États dont la dépendance s'est affaiblie (Autriche, Belgique, Bulgarie, Chypre, Espagne, Finlande, France, Irlande, Italie, Lettonie, Luxembourg, Malte, Portugal, Slovaquie, Slovénie, Suède) ; d'autre part, une minorité pour laquelle leur dépendance s'est accrue durant les deux dernières décennies (Allemagne, Croatie, Danemark, Grèce, Lituanie, Pays-Bas, Pologne, République tchèque, Roumanie).

Deuxièmement, il apparaît que les États présentant les taux de dépendance les plus élevés sont, **sans surprise, les plus petits** (dépendants de leur échanges énergétiques avec les grands États voisins, comme le Luxembourg<sup>41</sup>) et/ou **insulaires** (Malte et Chypre<sup>42</sup>).

Ces évolutions dans la dépendance énergétique des États membres de l'UE trouvent plusieurs explications. La politique énergétique – autrement dit, la composition de leur mix énergétique – des États se définit selon leur géographie (dotations géologiques en ressources naturelles) et leurs traditions (choix politiques, géostratégiques) en la matière. Ainsi, étudier la composition du mix (ou bouquet) énergétique des États membres (cf. figure 7) contribue à la compréhension de leur état de dépendance énergétique.

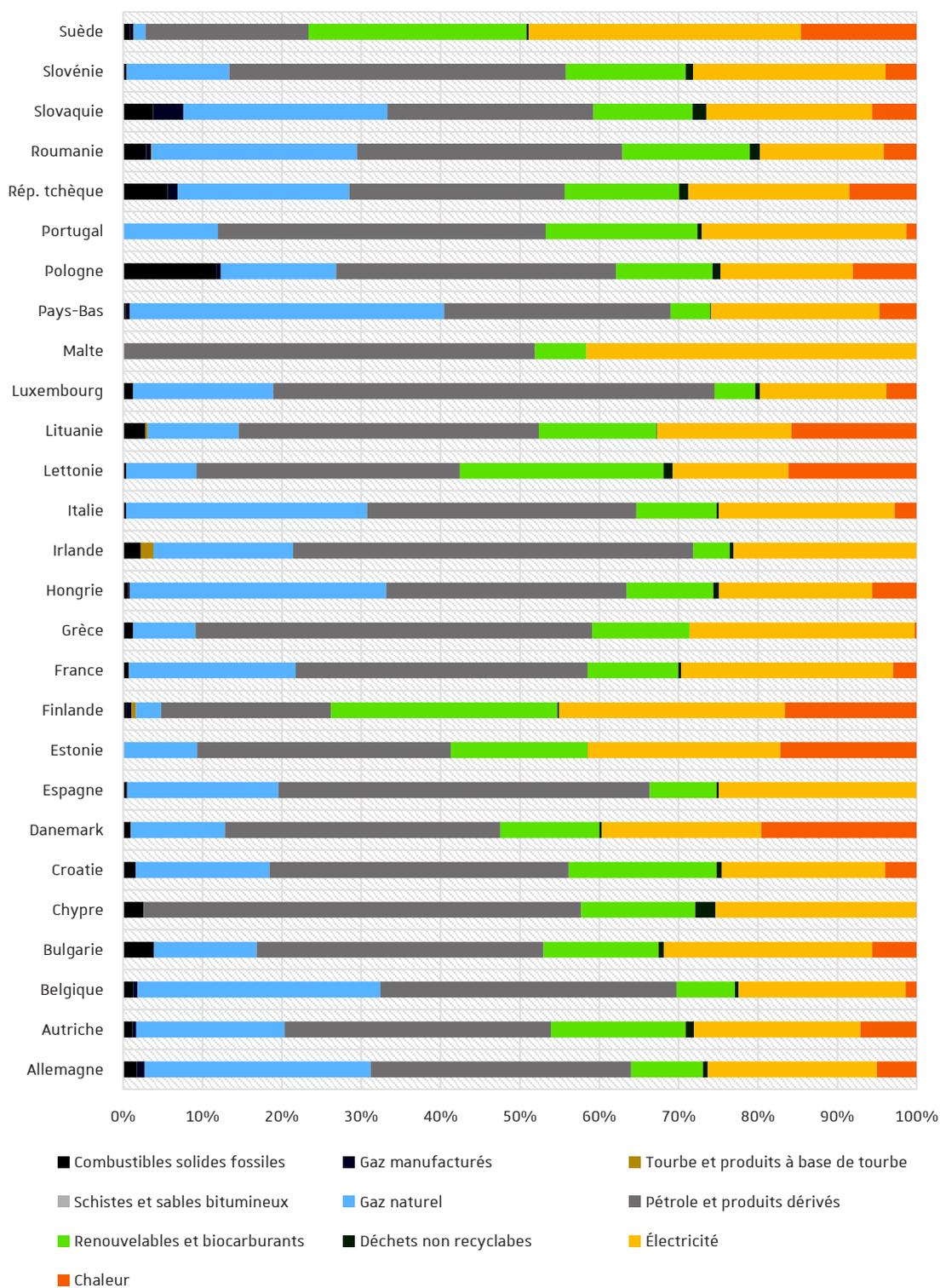
---

<sup>40</sup> On s'appuiera notamment sur les données issues de l'édition 2023 du rapport annuel d'Eurostat *Shedding light on energy* (« Faire la lumière sur l'énergie »).

<sup>41</sup> 100 % de taux de dépendance en 2000, 93 % en 2021.

<sup>42</sup> Pour Malte, 101 % de taux de dépendance en 2000 contre 98 % en 2021 ; respectivement 99 % puis 90 % pour Chypre. Ces deux États dépendent notamment d'importations d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) pour assurer leur production d'électricité.

**Figure 7 :** Part des produits énergétiques dans la consommation totale d'énergie finale des États membres de l'UE (Mtep, 2021)



Source des données : Eurostat

L'étude du mix énergétique des États membres reflète leurs choix en matière de politique énergétique, et les éventuelles dépendances liées à ces choix. **Les États membres s'appuyant majoritairement sur des combustibles fossiles** (pétrole et produits dérivés, gaz naturel et manufacturés, combustibles solides) seraient, en toute logique, **les plus exposés à un risque de dépendance étrangère**.

**Concernant les quelques États membres producteurs de combustibles fossiles**, tels que le Danemark (gaz naturel et pétrole), la Pologne (charbon) ou encore les Pays-Bas (gaz naturel), la diminution de leur réserves nationales d'hydrocarbures conjuguée aux impératifs climatiques expliquent leur dépendance croissante (cf. figure 6). Un État fait exception à cette dynamique : l'Estonie, dont le taux de dépendance énergétique est passé de 34 % en 2000 à 2 % en 2021. L'exploitation des schistes bitumineux<sup>43</sup> (cf. encadré 2) a longtemps permis à l'État balte de réduire sa dépendance, résultant d'une volonté politique claire – pour des raisons historiques évidentes – d'émancipation vis-à-vis des énergies russes (rappelons que le réseau électrique des États baltes est historiquement lié au réseau russe).

**ENCADRÉ 2 – SCHISTES BITUMINEUX, SABLES BITUMINEUX, GAZ DE SCHISTE**

Les **schistes bitumineux** (qui, malgré leur nom, n'ont rien à voir avec l'aspect feuilleté de la roche de schiste) contiennent, comme le charbon ou le pétrole, du kérogène (substance solide correspondant à l'état intermédiaire entre la matière organique et les combustibles fossiles). Néanmoins, le kérogène issu des schistes bitumineux n'a pas subi les mêmes conditions de température et de pression nécessaires pour être transformé en pétrole.

Les schistes bitumineux peuvent être employés comme un combustible de faible qualité (chauffage, production d'électricité) ou comme matière première dans l'industrie chimique.

Il ne faut pas les confondre avec d'autres types d'hydrocarbures non conventionnels, tels que les **sables bitumineux** (exploités au Canada) et le **gaz de schiste** (exploité aux États-Unis). Ces deux derniers sont directement exploitables comme source primaire d'énergie, alors que le kérogène des schistes bitumineux doit être traité avant utilisation.

---

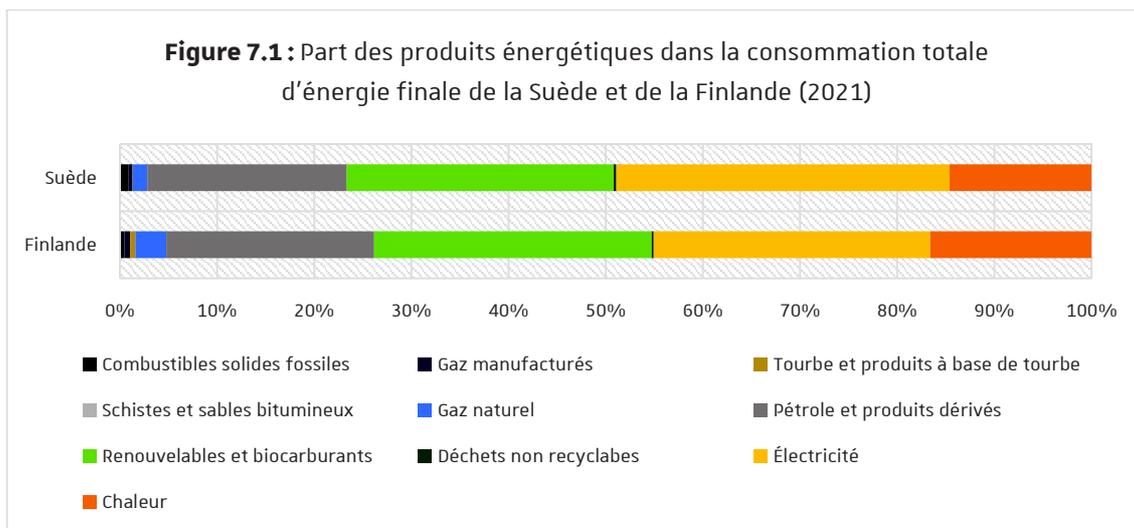
<sup>43</sup> L'absence de schistes bitumineux dans le mix énergétique de l'Estonie (cf. figure 7) est dû à l'usage de cette ressource à des fins de production d'électricité, « invisibilisant » sa part dans le mix énergétique estonien. Cependant, dans l'étude des mix électriques (cf. figure 10) on retrouve cette part de schistes bitumineux dans la production électrique.

Dans cet esprit, des efforts similaires ont été entrepris en Lettonie (taux de dépendance passé de 62 % en 2000 à 39 % en 2021) et en Lituanie (de 58 % en 2000 à 74 % en 2021)<sup>44</sup> : l'installation du terminal méthanier flottant nommé « Indépendance » au port de Klaipeda, en Lituanie (2014), a permis à cette dernière de remplacer sa dépendance au gaz russe par des achats de GNL norvégien, couvrant par la même occasion une partie des besoins de la Lettonie et de l'Estonie.

À l'inverse, on peut supposer **les États membres s'appuyant sur des sources d'énergie renouvelables et une consommation importante d'électricité seraient moins dépendants de l'étranger pour leur approvisionnement énergétique.** En effet, les énergies renouvelables électriques (solaire, éolien, biomasse, hydraulique) comme non-électriques (bioénergies issues de la matière organique) sont **davantage produites à une échelle locale ou régionale**, contrairement aux hydrocarbures fossiles dont l'immense majorité consommée en Europe est importée de pays tiers. On peut citer les exemples suédois et finlandais (cf. figure 7.1) : pour ces deux États membres dont l'électricité et les énergies renouvelables représentent une part importante de leur mix énergétique, leurs taux de dépendance énergétique, entre 2000 et 2021, ont respectivement diminué de 40 % à 22 % et de 56 % à 38 %. Certes, ces chiffres indiquent une réduction de la dépendance énergétique corrélée à une part plus importante des renouvelables et de l'électricité dans leur mix énergétique. Néanmoins, **il est nécessaire d'adopter une approche plus globale de la notion de « dépendance » énergétique** : en plus de la dimension *physique* (importations de combustibles fossiles étrangers), elle revêt un aspect *technologique*, plus ou moins flagrant selon les sources de production d'électricité ou de bioénergies installées. Par exemple, si des capacités de production d'électricité d'origine renouvelable ont pu être installées en Suède et Finlande, pour garantir la souveraineté énergétique de ces États, **il leur est vital de maîtriser les aspects critiques des chaînes de valeur liés à ces moyens de production** : brevets, matières premières, etc.

---

<sup>44</sup> Il convient de relativiser l'augmentation de la dépendance énergétique de la Lituanie : sa proximité avec le reste de l'Union, par sa frontière polonaise, a facilité les échanges énergétiques depuis les autres États membres, dans un objectif d'émancipation des importations russes.



Source des données : Eurostat

Les filières industrielles des énergies renouvelables étant principalement dominées par la Chine (cf. chapitre 2) – notamment celle des panneaux photovoltaïques – la prise en compte du risque de dépendance énergétique nécessite d'inclure ces enjeux technologiques et industriels. Autrement dit, **la réduction d'une dépendance** (aux combustibles fossiles étrangers) **peut cacher l'apparition d'une autre** (aux technologies étrangères), cette dernière **n'étant pas directement perceptible au travers de l'étude des mix énergétiques**.

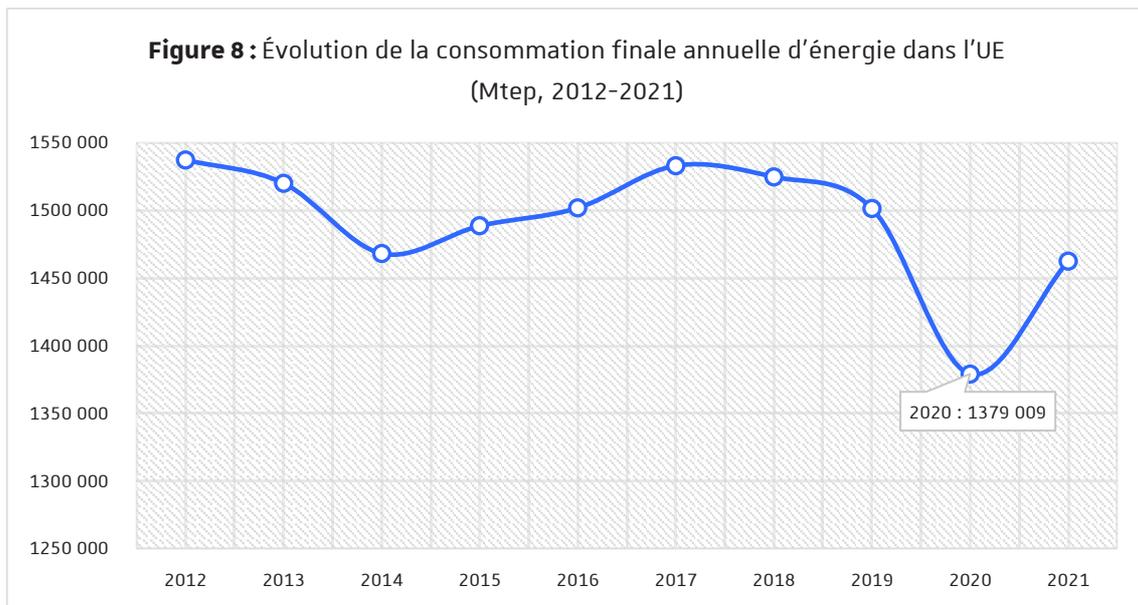
Enfin, les États dont la composition du mix énergétique reste stable dans le temps ont tendance à conserver des taux de dépendance également stables. Les évolutions de la dépendance énergétique de la Hongrie (55 % de taux de dépendance en 2000 et 2021) et de la France (de 52 % en 2000 à 45 % en 2021) reflètent la constance des choix énergétiques de ces États : confiance renouvelée dans l'acheminement d'hydrocarbures russes pour le premier, en son parc nucléaire historique pour le second.

En définitive, l'étude des données d'Eurostat sur le taux de dépendance énergétique et le mix énergétique des Vingt-Sept permet de classer les États membres de l'UE selon leur risque d'exposition à une dépendance énergétique étrangère. Cette dernière a **tendance à croître selon la part de combustibles fossiles** – importés – dans leur mix énergétique ; toutefois, des parts élevées d'électricité et d'énergies renouvelables, *a priori* produites localement, **peuvent traduire d'autres dépendances que physiques** (technologiques, industrielles). Il est donc

nécessaire d'avoir à l'esprit la notion de dépendance énergétique dans sa globalité. Enfin, des mix énergétiques équilibrés sont susceptibles de minimiser les dépendances.

## **B) – Un nombre réduit de fournisseurs, pour une consommation stable d'énergie**

Les données d'Eurostat permettent de tirer un second enseignement : pour une consommation stable d'énergie depuis plusieurs années, l'UE échange avec un nombre restreint de fournisseurs tiers pour son approvisionnement en combustibles fossiles (cf. figure 9.1, 9.2, 9.3).



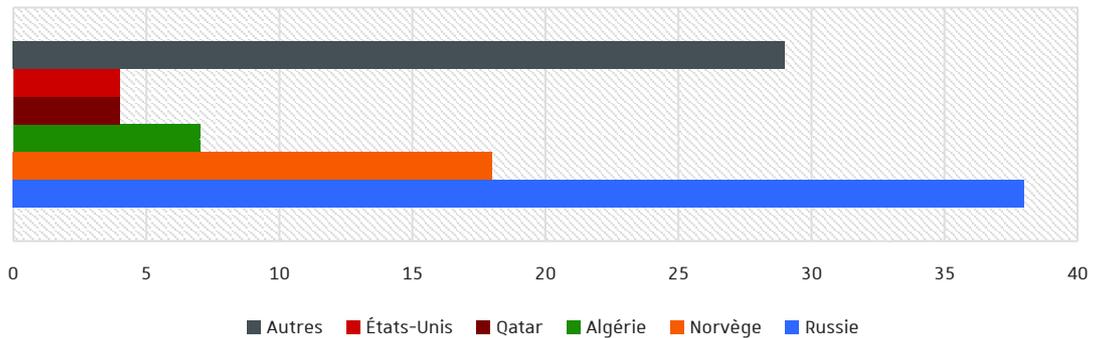
Source des données : Eurostat

### **LÉGENDE**

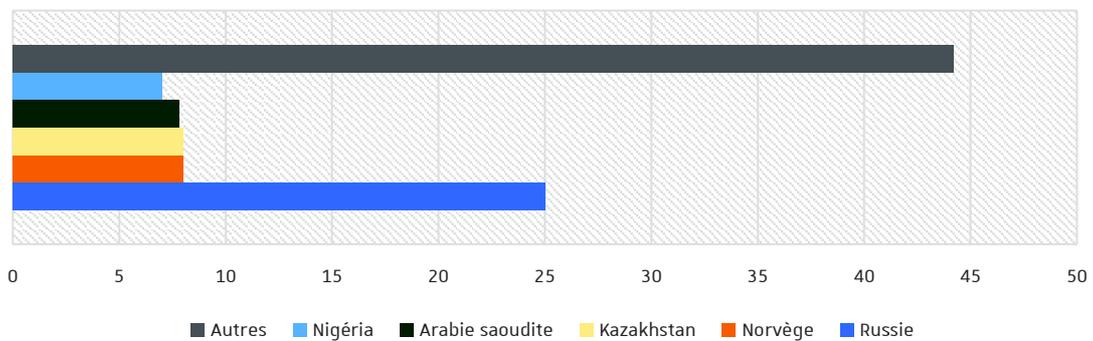
Les données sont exprimées en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep).

La baisse spectaculaire de consommation d'énergie enregistrée en 2020 est naturellement liée à la pandémie de Covid-19 et aux confinements successifs.

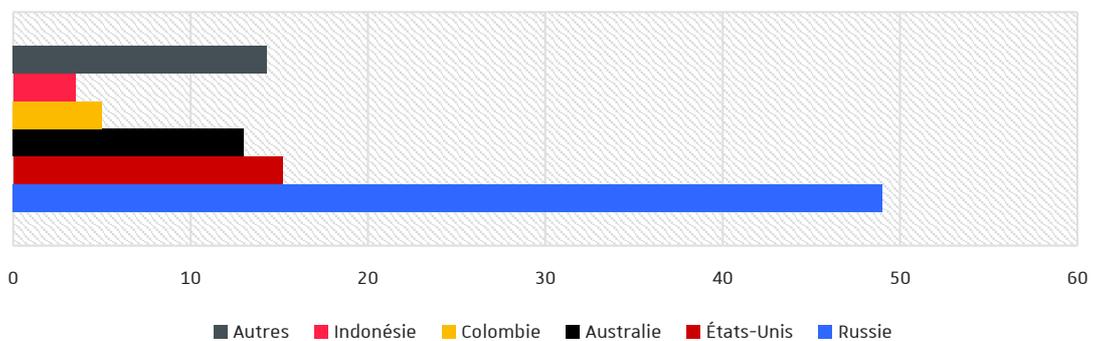
**Figure 9.1 :** Principaux fournisseurs de l'UE en gaz naturel (% , 2020)



**Figure 9.2 :** Principaux fournisseurs de l'UE en pétrole (% , 2020)



**Figure 9.3 :** Principaux fournisseurs de l'UE en combustibles solides (% , 2020)



Source des données : Eurostat

**LÉGENDE**

Nous avons préféré utiliser des données de 2020, pour éviter le biais lié à la manipulation des marchés européens du gaz naturel par la Russie dès l'été 2021.

Par « combustible solide », on entend principalement le charbon et ses différentes formes (lignite, houille, tourbe).

*Un nombre réduit de fournisseurs, pour une consommation stable d'énergie*

Sans surprise, **la Russie exerce une position dominante sur deux des principaux combustibles fossiles : le gaz naturel et les combustibles solides.** Nous reviendrons sur les causes de cette domination des hydrocarbures russes au chapitre suivant, mais celle-ci s'explique naturellement par la proximité géographique et historique de la Russie avec le reste de l'Europe.

La situation est **plus nuancée pour le pétrole** : s'agissant d'un marché mondialisé, avec des circuits d'approvisionnement plus diversifiés, la place de la Russie est moins prépondérante : néanmoins, elle reste un acteur de premier plan, représentant un quart des importations européennes en 2020.

Le **deuxième fournisseur à mentionner est la Norvège** : le royaume scandinave, grâce à l'exploitation de ses riches gisements offshore, est un exportateur net d'hydrocarbures depuis les années 1980. À la différence de la Russie, il faut nuancer l'usage du terme « dépendance » vis-à-vis de la Norvège : s'agissant d'un État allié militairement (membre fondateur de l'OTAN), lié économiquement et diplomatiquement (membre de l'Espace Économique européen, membre du Conseil de l'Europe) à ses partenaires européens, avec lesquels il partage les mêmes valeurs (adhésion aux valeurs démocratiques, de protection des droits fondamentaux et de respect de l'État de droit), **la Norvège bénéficie d'une réputation de fournisseur fiable tandis que la Russie a perdu toute crédibilité en Europe** depuis l'éclatement du conflit en Ukraine et le chantage énergétique du Kremlin.

Enfin, **ces données datant d'avant-crise, il est évident qu'elles ont considérablement évolué depuis**, au détriment des importations russes : ces évolutions seront abordées dans les pages suivantes.

### C) – Une fracture énergétique Est-Ouest ?

L'étude des données d'Eurostat permet d'en tirer un dernier enseignement : dans toute l'Europe, on trouve des **spécificités nationales en matière de politique énergétique**. Néanmoins, certaines d'entre-elles, à l'Ouest comme à l'Est, reposent sur des combustibles fossiles, aggravant le risque de dépendance ; la situation est d'autant plus préoccupante pour les pays d'Europe centrale et orientale (PECO), pour lesquels la Russie reste le principal fournisseur de combustibles fossiles.

L'étude des mix énergétiques et électriques des Vingt-Sept en 2021 (cf. figure 7 et 10) permet de mettre en exergue ces spécificités. Par exemple, **le gaz naturel occupe une place prépondérante dans les mix énergétiques de sept États membres<sup>45</sup>** : les Pays-Bas (40,1 %), la Hongrie (32,5 %), la Belgique (31,1 %), l'Italie (30,5 %), l'Allemagne (29,5 %), la Slovaquie (29,5 %), et la Roumanie (26,5 %). Outre les usages liés à l'industrie et au chauffage des logements, cette forte proportion du gaz naturel est **également perceptible dans leur mix électrique** (cf. figure 10) : le gaz naturel représente 50 % de la production électrique en Italie, 47% aux Pays-Bas, 27 % en Hongrie, 23 % en Belgique, 16% en Allemagne, 15 % en Roumanie, et seulement 3 % en Slovaquie.

On note, **parmi cette liste d'États membres, l'absence de fracture entre l'Est et l'Ouest de l'Europe**. Celle-ci s'explique par les différentes raisons ayant poussé ces pays à utiliser du gaz : les États du Benelux (Belgique, Pays-Bas) et dans une moindre mesure l'Allemagne ont pu bénéficier de la production néerlandaise en Mer du Nord, dans la région de Groningue<sup>46</sup>. En Italie, l'exploitation des gisements en Mer Adriatique, couplée à des importations croissantes de gaz russe, expliquent cette forte proportion du gaz naturel. Pour les États d'Europe de l'Est, les raisons sont toutes autres : durant la Guerre froide, l'URSS a utilisé ses vastes ressources

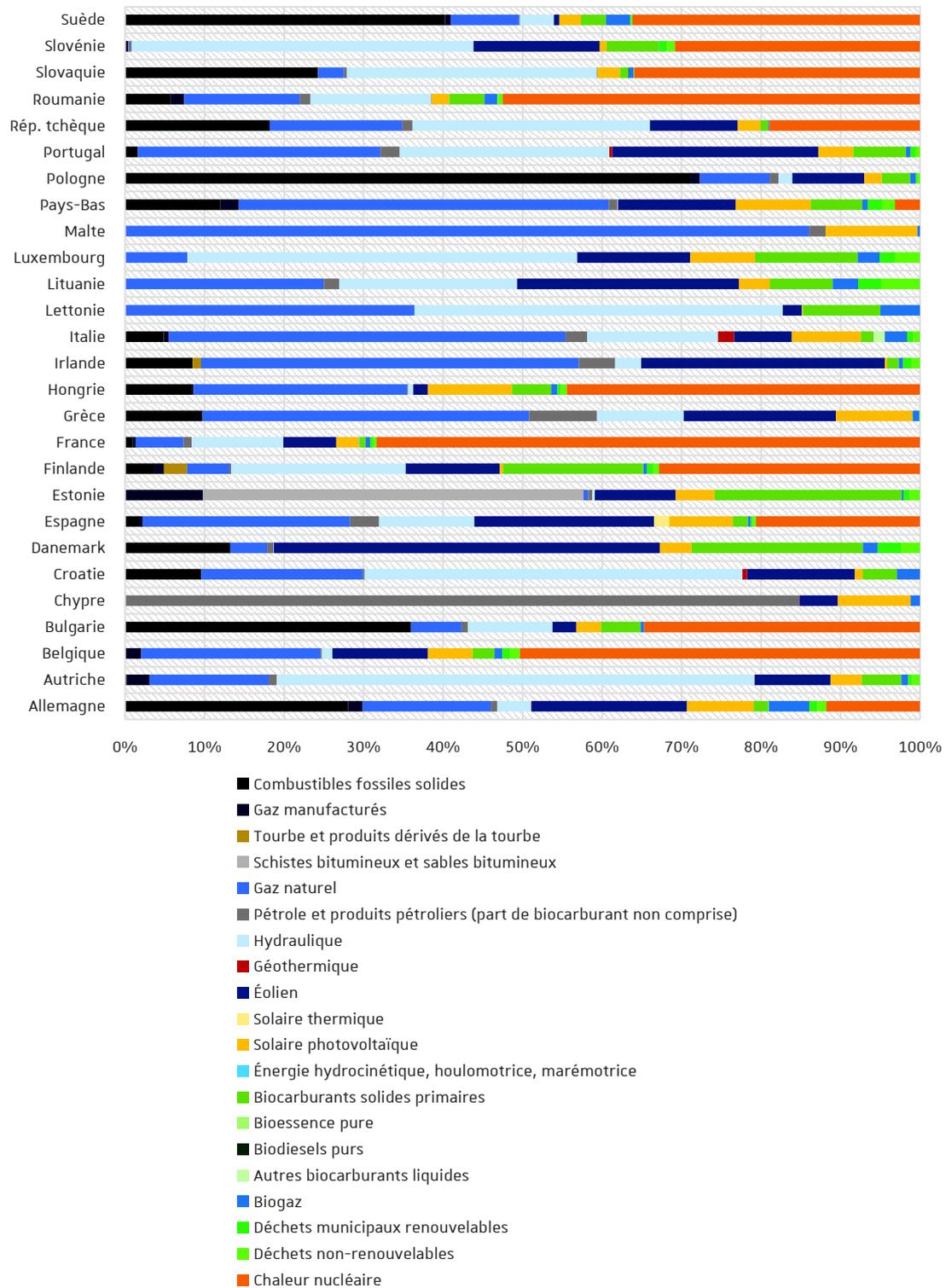
---

<sup>45</sup> Égale ou supérieure à 25 % dans la composition de leur mix énergétique (cf. figure 7).

<sup>46</sup> La production néerlandaise de gaz naturel étant en déclin depuis le milieu des années 2010, en raison des tremblements de terre répétés dans la région de Groningue, le royaume batave l'a progressivement substitué avec des importations de gaz russe et norvégien. Nous revenons sur le cas pratique du gisement de Groningue dans les pages suivantes.

## Une fracture énergétique Est-Ouest ?

**Figure 10 :** Production d'électricité par source d'énergie primaire dans les États membres de l'UE (GWh, 2021)



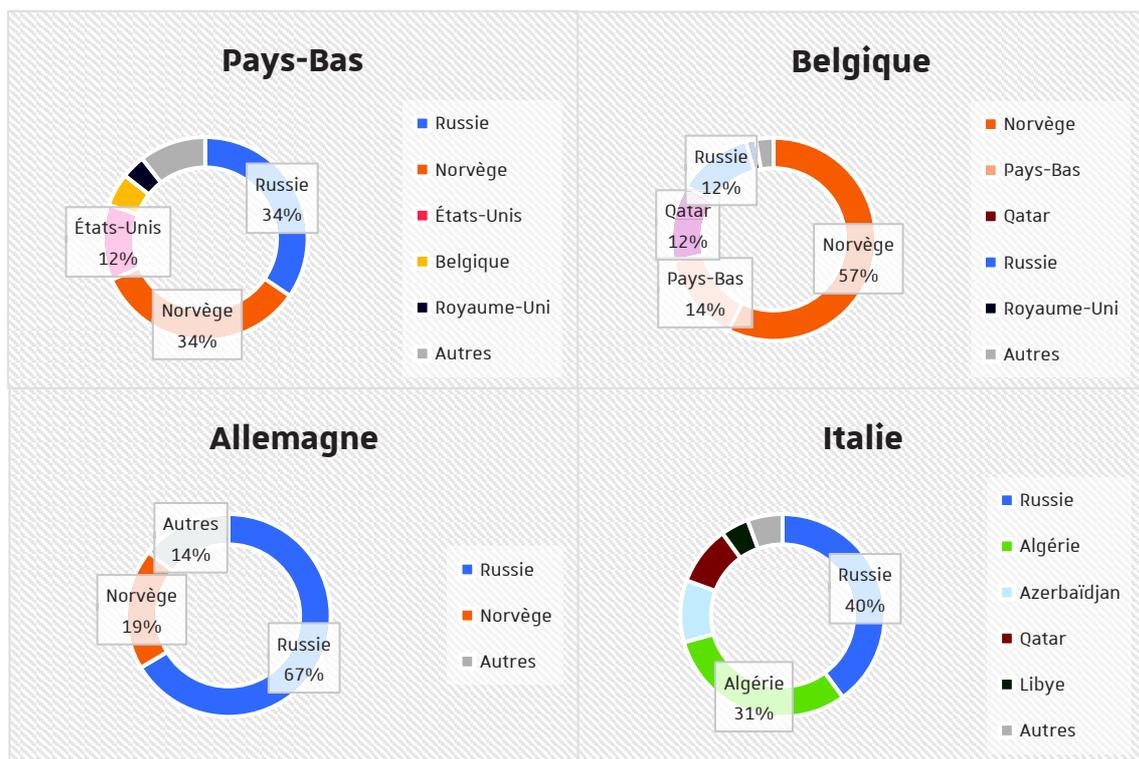
Source des données : Eurostat

## Une fracture énergétique Est-Ouest ?

d'hydrocarbures pour souder le bloc des démocraties populaires, avec le développement d'un réseau d'infrastructures de transport de gaz reliant directement ces pays (gazoducs Yamal, Brotherhood, Northern Lights, etc.). Cette dépendance, **créée artificiellement**, a été perpétuée depuis 1991 par la Fédération de Russie. Nous reviendrons en détail sur l'historique de cette dépendance des PECO aux hydrocarbures russes dans le chapitre suivant.

Ainsi, la véritable fracture énergétique entre l'Est et l'Ouest de l'Europe n'est pas tant située au niveau de la diversification des mix énergétiques, **mais davantage dans la répartition des fournisseurs tiers**. Voici une comparaison des principaux fournisseurs de gaz naturel entre les quatre États d'Europe occidentale (Pays-Bas, Belgique, Italie, Allemagne) et trois d'Europe orientale (Hongrie, Slovaquie, Roumanie) susmentionnés.

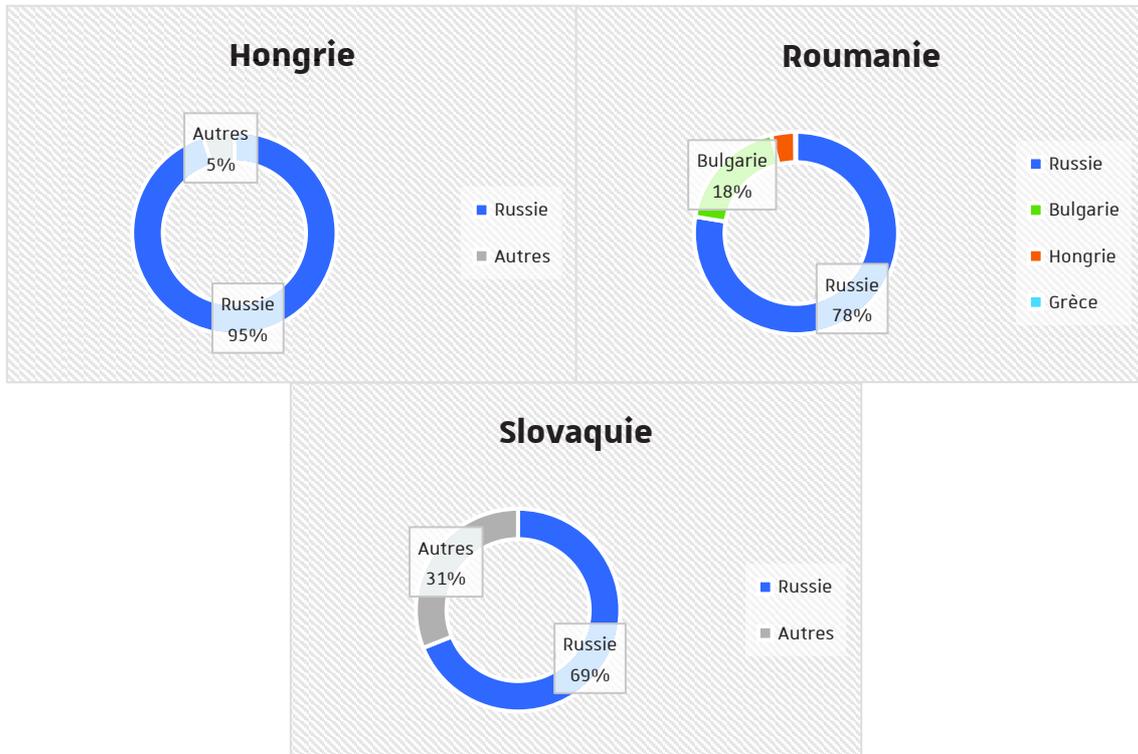
**Figure 11 :** Principaux fournisseurs de gaz naturel des Pays-Bas, de la Belgique, de l'Allemagne, et de l'Italie (TJ<sup>47</sup>, 2021)



Source des données : Eurostat

<sup>47</sup> Térajoule.

**Figure 12** : Principaux fournisseurs de gaz naturel de la Hongrie, la Roumanie et la Slovaquie (TJ, 2021)



Source des données : Eurostat

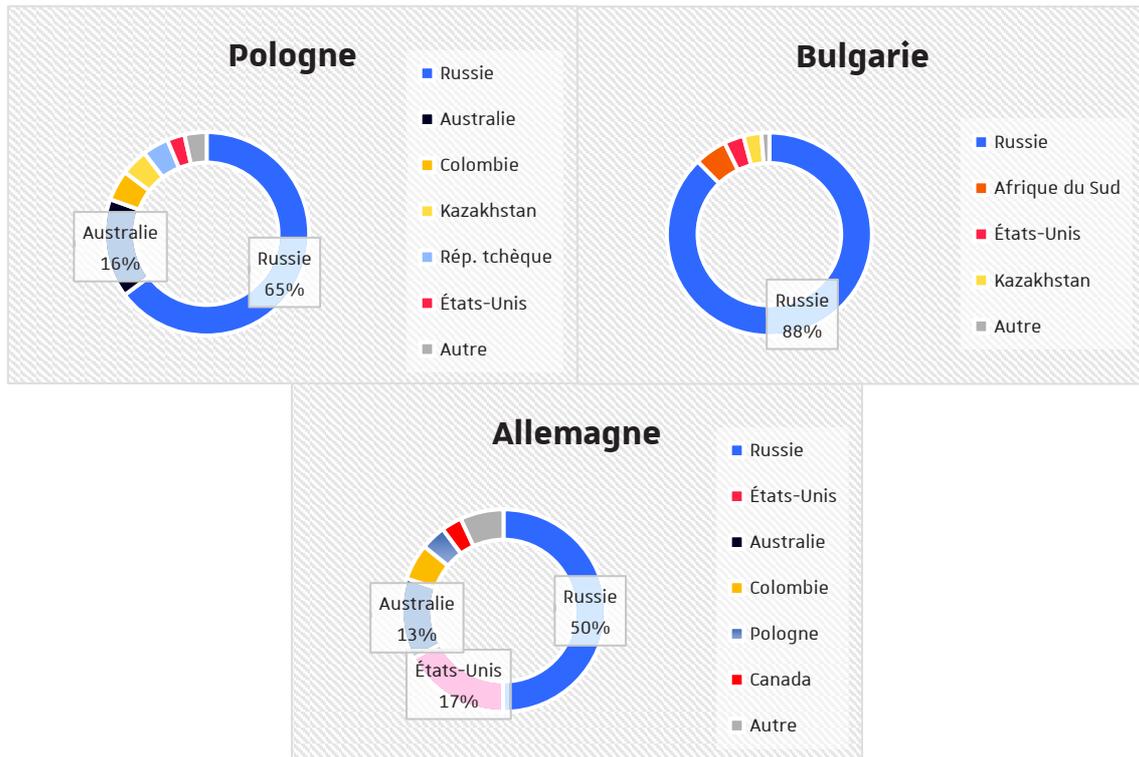
Ici, la comparaison est flagrante : la Russie est, de loin, le premier fournisseur du gaz naturel aux trois PECO étudiés ; il n'est pas exagéré de parler d'un **quasi-monopole de Gazprom sur ces marchés**. À l'inverse, la situation est plus nuancée en Europe occidentale : si le gaz russe occupe là aussi une place de choix (notamment en Allemagne), il y a une **plus forte diversification des approvisionnements gaziers à l'Ouest**, grâce à certains partenaires clés (Norvège, mais aussi Algérie, et dans une moindre mesure, les États-Unis et le Qatar exportateurs de GNL). Voici la véritable fracture énergétique en Europe.

Concernant l'**approvisionnement en combustibles solides fossiles** (charbon sous toutes ses formes, essentiellement), on retrouve des dynamiques similaires. À la différence du gaz naturel, aucun État membre de l'UE, pour son mix énergétique, n'y accorde une place prépondérante (égale ou supérieure à 25 %). Il convient néanmoins de citer les cas de la Pologne, de la Bulgarie et de l'Allemagne, les combustibles solides représentant une part prépondérante de leur mix électrique (cf. figure 10) : 71 % de la production électrique

## Une fracture énergétique Est-Ouest ?

polonaise, 36 % de la production bulgare, 28 % de la production allemande. Sur ces trois marchés, la Russie occupe sans surprise une place de premier plan, toutefois légèrement plus nuancée pour l'Allemagne – seul pays classé à l'Ouest dans ce cas précis – ayant su diversifier ses approvisionnements.

**Figure 13 :** Principaux fournisseurs de combustibles solides fossiles de la Pologne, la Bulgarie et l'Allemagne (Mt, 2021)



Source des données : Eurostat

Là aussi, sans surprise, la Russie domine les approvisionnements en combustibles solides fossiles pour les deux anciennes démocraties populaires étudiées, la Pologne et la Bulgarie. Comme évoqué précédemment, la situation est plus nuancée pour l'Allemagne, bénéficiant de sa production locale et d'une meilleure diversification de ses approvisionnements.

Enfin, il convient de souligner la part prépondérante<sup>48</sup> de la production nucléaire dans les mix électriques de neuf États membres : naturellement, la France (68 %), mais aussi la Slovaquie (52,5 %), la Belgique (50,3 %), la Hongrie (44 %), la Slovénie (36 %), la République tchèque (36 %), la Bulgarie (35 %), la Finlande (33 %), et la Suède (31 %). Dans certains de ces

<sup>48</sup> Égale ou supérieure à 25 % dans la composition de leur mix électrique.

États, leur production nucléaire est concentrée sur un nombre restreint de centrales en activité : en Hongrie, la centrale nucléaire de Paks assure ainsi 44 % de la production électrique nationale. En Slovaquie, la centrale de Mochovce et ses deux réacteurs<sup>49</sup> assure plus de la moitié (52,5 %) de la production électrique slovaque.

Se pose naturellement la question de l’approvisionnement en uranium : contrairement au gaz naturel et aux combustibles solides fossiles, l’approvisionnement en uranium est plus diversifié, malgré un poids non négligeable de l’industrie nucléaire russe.

**Figure 14** : Principaux fournisseurs d’uranium à destination des centrales nucléaires de l’UE (tU<sup>50</sup>, 2021)

| Origine        | Quantité (tU) | %     | Évolution entre 2020-2021 (%) |
|----------------|---------------|-------|-------------------------------|
| Niger          | 2 905         | 24,26 | 13,7                          |
| Kazakhstan     | 2 753         | 22,99 | -7,3                          |
| Russie         | 2 358         | 19,69 | 14,1                          |
| Australie      | 1 860         | 15,54 | 25,9                          |
| Canada         | 1 714         | 14,31 | 11,4                          |
| Ouzbékistan    | 162           | 1,36  | -50,6                         |
| UE             | 21            | 0,17  | -67,4                         |
| Afrique du Sud | 5             | 0,04  | -78,2                         |

Source des données : Agence d’approvisionnement d’Euratom

En revanche, comme nous le verrons au chapitre suivant, la question de la dépendance européenne au nucléaire russe est plus complexe qu’un simple enjeu d’approvisionnement en uranium – elle revêt plusieurs aspects technologiques qu’il convient de saisir dans leur complexité.

<sup>49</sup> Le troisième ayant été raccordé au réseau début 2023.

<sup>50</sup> Tonne d’uranium métal.

II) – En réponse à la crise, une nouvelle ruée vers les énergies fossiles ?

A) – Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du Pacte Vert

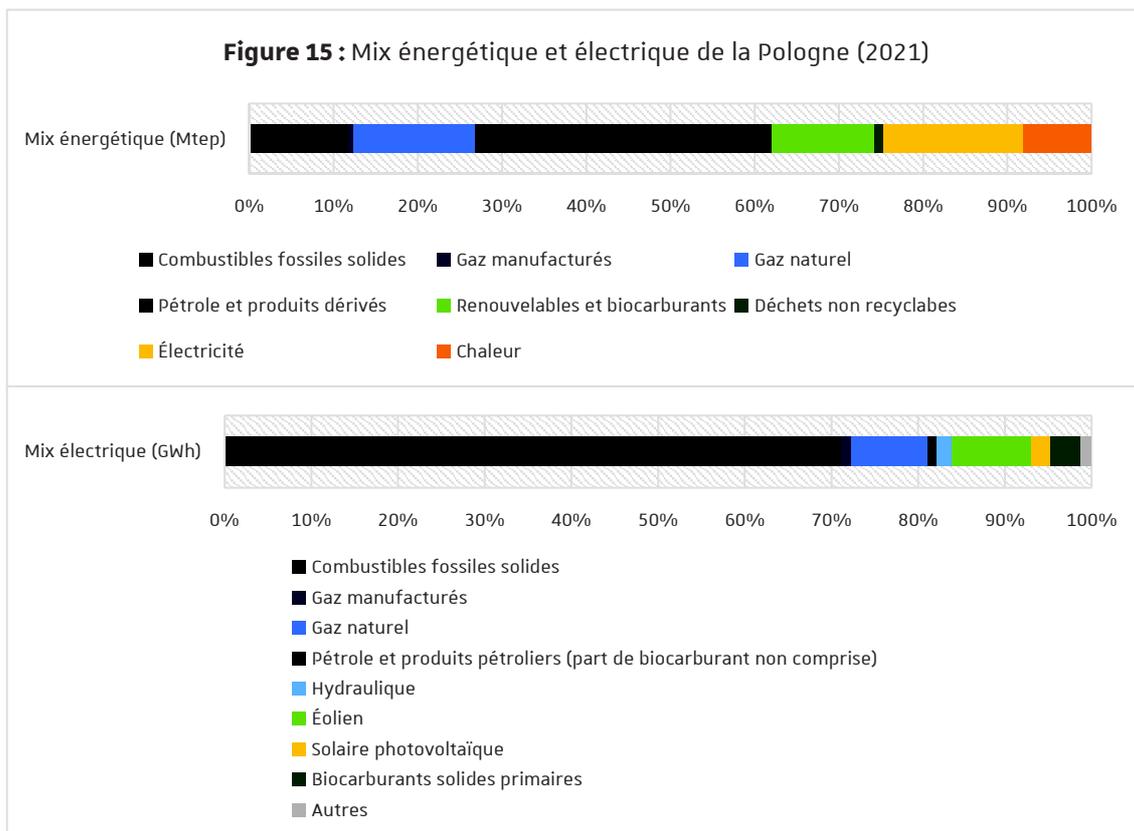
1) – Cas pratiques : en Pologne et en Allemagne

L'étude de la situation d'avant-conflit permet de mieux comprendre l'ampleur des revirements, constatés dans nombre d'États membres, vis-à-vis de l'utilisation d'énergies fossiles après le déclenchement de la guerre d'Ukraine. **Alors que ces énergies étaient décriées pour leur impact sur le climat, et les dépendances – notamment russes, d'autant plus fortes en Europe de l'Est – qu'elles suscitaient, plusieurs États membres ont relancé leur exploitation, pour faire face à l'urgence de la crise énergétique.**

En **Pologne**, où les combustibles solides fossiles (charbon et dérivés) représentent 71 % de la production électrique (cf. figure 10 et 15), et dont les deux tiers (65 %, cf. figure 13) sont importés depuis la Russie, le gouvernement conservateur du *PiS* (*Prawo i Sprawiedliwość*, « Droit et Justice ») a dû adopter **plusieurs mesures d'urgence face à la crise et l'explosion de la précarité énergétique** dans la population.

Ces mesures ont **notamment concerné le charbon**, alors que ce combustible est responsable d'une dégradation importante de la qualité de l'air, à l'origine de plusieurs épisodes de smog dans les villes polonaises. Bien que la Pologne se soit engagée, durant la COP26 de Glasgow (2021), à cesser toute exploitation du charbon à horizon 2050, le gouvernement a suspendu jusqu'en avril 2023 toutes les normes environnementales liées à cette énergie. Par exemple, la vente de lignite aux ménages, une forme de charbon particulièrement polluante utilisée pour le chauffage, a été de nouveau autorisée après des années d'interdiction. Symbole de ce soutien au charbon : Jarosław Kaczyński, Président du *PiS*, le parti conservateur au pouvoir, a appelé les polonais « *à brûler de tout, sauf des pneus* » pour faire face à la crise.

Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du Pacte Vert



Source des données : Eurostat

La gravité de la situation énergétique de la Pologne s'explique par deux facteurs : tout d'abord, une **filère nationale du charbon en crise récurrente** depuis plusieurs années. La production, concentrée en Silésie (sud de la Pologne), dans les régions de Turów à la frontière tchèque et de Katowice (ville d'accueil de la COP24 en 2018) connaît un déclin constant depuis les années 1990<sup>51</sup>. La surexploitation des mines, devenues non-rentables sans subventions publiques, a pour autre conséquence la **surproduction de charbon de mauvaise qualité** (lignite). Si la production nationale permet à la Pologne d'être indépendante pour sa production électrique, le charbon utilisé pour le chauffage des ménages est quasi-intégralement importé de l'étranger, dont 80 % provenait de Russie avant l'éclatement de la guerre en Ukraine.

D'autre part, **Varsovie pâtit des sanctions prises contre la Russie**. Depuis le début du conflit, le gouvernement polonais – pour des raisons historiques évidentes – a été l'un des plus vindicatifs vis-à-vis du Kremlin. Dès avril 2022, il a décidé d'un embargo sur les importations

<sup>51</sup> Selon les données du Bureau central des statistiques polonais (Główny Urząd Statystyczny)

russe de charbon, avant même une décision européenne sur le sujet ; prise dans la précipitation, cette décision a empêché la constitution de stocks stratégiques suffisants, malgré de nouvelles importations provenant de Colombie, d'Afrique du Sud, ou d'Australie.

**Fort heureusement, concernant le gaz naturel, la situation n'est pas aussi critique :** la Pologne avait déjà lancé une stratégie de diversification de ses approvisionnements avant le conflit, symbolisée par l'inauguration du *Baltic Pipe* en septembre 2022, gazoduc reliant la Pologne au gaz norvégien via le Danemark. Par ailleurs, si les efforts du gouvernement central polonais ont été limités à la matière, les villes polonaises, aidées par l'UE, ont entrepris des politiques d'efficacité énergétique permettant de réduire la consommation de ressources fossiles (initiatives locales de déploiement d'énergies renouvelables, remplacement des vieux chauffages au charbon par de plus récents et efficaces, etc.).

En **Allemagne**, le gouvernement d'Olaf Scholz, malgré une politique climatique ambitieuse (neutralité carbone en 2045), a dû **consentir à des efforts similaires pour passer l'hiver**. Confrontée à la rupture d'approvisionnements en gaz russe et à la diminution de sa production nucléaire, sans pouvoir compter sur des importations d'électricité française (en raison de la crise du parc nucléaire français évoquée en introduction), l'Allemagne a dû prendre une série de décisions fortes, souvent à contrecourant de sa politique climatique.

Tout d'abord, **en relançant le charbon**, en dépit des conséquences environnementales lourdes (pollution dans l'extraction du minerai, rejet d'oxyde d'azote dans l'atmosphère acidifiant les pluies, émissions de particules fines pouvant générer des épisodes de pollution). Depuis octobre 2022, 12 centrales promises à la fermeture ont repris leur production, pour un potentiel de 6,7 GWe de capacités disponibles : le gouvernement fédéral a prévu une fermeture définitive des plus polluantes (au lignite) au plus tard pour le 30 juin 2023. Pour les autres centrales, la fermeture doit avoir lieu en mars 2024 au plus tard.

**L'extraction de charbon a également été soutenue :** les images d'affrontements entre forces de l'ordre et militants écologistes dans la mine de charbon de Lützerath, en janvier 2023, symbolisent à cet égard les contradictions de la politique énergétique allemande, avec un

*Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du Pacte Vert*

gouvernement dont les Verts (*Bündnis 90/Die Grünen*) sont partie intégrante, contraint de soutenir, faute d'alternatives, l'exploitation du charbon, l'une des énergies fossiles les plus polluantes (estimation moyenne de 1038gCO<sub>2</sub>e/kWh<sup>52</sup>). Cette relance du charbon fut qualifiée « *d'amère mais indispensable pour diminuer notre consommation de gaz* » par le Ministre de l'Économie et du climat, l'écologiste Robert Habeck ; ou encore « *d'amère, mais inévitable* » selon l'antenne allemande de Greenpeace.

L'abandon du charbon est d'autant plus difficile pour l'Allemagne en raison de la **dimension émotionnelle construite autour de cette énergie** : l'historienne de l'énergie Melanie Arndt, de l'université de Fribourg-en-Brigau, évoque un imaginaire collectif construit autour de l'image du mineur, l'archétype du travailler honnête et courageux, très ancré dans la société allemande, d'autant plus dans les *Länder* de l'ex-RDA. Toutefois, malgré cette relance du charbon, Berlin maintient la sortie de cette énergie à horizon 2030.

En outre, **l'Allemagne a dû retarder – à contrecœur – sa sortie du nucléaire**. Elle fut décidée durant le gouvernement de coalition rouge-verte (1997-2005) mené par Gerhard Schröder, et actée par une réforme de la loi atomique allemande en 2002. Après avoir tenté de faire marche arrière en 2010, Angela Merkel, suite à la catastrophe de Fukushima (11 mars 2011) et l'effroi suscité par la survenue d'une telle catastrophe dans un pays de haute technologie comme le Japon, décida d'accélérer le calendrier de sortie du nucléaire – la dernière centrale allemande devant être fermée pour 2021. Alors que l'Allemagne comptait sur le déploiement massif des énergies renouvelables, couplé à un gaz russe jugé abondant et bon marché comme « énergie de transition », la guerre d'Ukraine et le chantage énergétique de Poutine ont réduit à néant cette stratégie. Ainsi, durant l'été 2022, plusieurs débats ont animé la coalition gouvernementale (SPD/Verts/FDP) sur l'opportunité de prolonger durant quelques mois l'exploitation des 3 centrales nucléaires restantes (Isar 2, Neckarwestheim 2 et Emsland), le temps de passer l'hiver.

---

<sup>52</sup> Cf. annexe 1, « Émissions comparatives de gaz à effet de serre sur le cycle de vie de l'électricité fournie par des technologies actuelles disponibles dans le commerce (combustibles fossiles, renouvelables et énergie nucléaire) ou futures et précommerciales (systèmes avec capture et stockage de CO<sub>2</sub>, énergie océanique) ».

*Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du Pacte Vert*

Cette prolongation, actée en octobre 2022 pour une durée allant jusqu'en avril 2023, avait été réclamée par les conservateurs de la CDU-CSU. Elle a aussi suscité d'âpres débats au sein du mouvement écologiste : la militante Greta Thunberg avait par exemple déclaré qu'il était préférable que l'Allemagne laisse tourner ses centrales nucléaires existantes, plutôt que de relancer le charbon. À l'inverse, le *Tageszeitung*, journal réputé proche des Verts allemands, titrait en juillet 2022 : « *Devrons-nous recourir à nos centrales nucléaires pour que les lumières ne s'éteignent pas à Paris ?* ».

Enfin, face à l'urgence, l'Allemagne a dû chercher de nouveaux fournisseurs pour remplacer les quelques 46 milliards de mètres cubes (mmc) de gaz russe consommés en 2021<sup>53</sup> (67 % des importations de gaz allemandes en 2021, cf. figure 11). Le gaz étant utilisé pour le chauffage d'un foyer sur deux, et le réseau électrique allemand n'étant pas en capacité d'assumer un tel transfert d'usage vers l'électricité, Berlin a dû trouver en urgence de nouveaux partenaires. Les livraisons par gazoduc étant limitées au gaz russe, l'Allemagne a dû se tourner vers le gaz naturel liquéfié (GNL). Un problème néanmoins : l'absence d'infrastructures de regazéification du GNL en Allemagne, le pays étant exclusivement approvisionné par les gazoducs russes depuis plusieurs décennies. Ainsi, en décembre 2022, le Chancelier Scholz inaugura le premier terminal méthanier flottant, installé dans le port de Wilhelmshaven. L'installation rapide de ce terminal flottant, en moins d'un an, fut louée par le Chancelier, parlant d'un „*Deutschland-Tempo*“ pour louer la mobilisation exceptionnelle des autorités et de l'industrie allemandes. Toutefois, cette rapidité s'est acquise au prix d'études d'impact sur l'environnement négligées, et d'une pollution maritime au chlore, utilisé pour le nettoyage des installations.

Ce soutien malgré lui aux énergies fossiles apparaît en contradiction avec les objectifs affichés de l'*Energiewende* (nom attribué à la transition écologique allemande). En novembre 2021, le contrat de coalition du gouvernement fédéral actuel prévoyait un mix énergétique composé de 80 % d'énergies renouvelables en 2030. Pour ce faire, le ministre Robert Habeck, mentionné précédemment, militait pour réserver 2 % des terres à l'éolien terrestre, tripler les

---

<sup>53</sup> Selon les données du Ministère fédéral de l'Économie et du Climat (*Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland*).

*Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du Pacte Vert*

capacités installées d'éolien en mer (30 GWe) et quadrupler celles d'énergie solaire (200 GWe). Concernant le gaz naturel, l'accord prévoyait un usage accru de cette ressource considérée comme une énergie de « transition », avec des centrales nouvelles « prêtes pour l'hydrogène ». Il mentionne notamment une hausse de 50 % de la production d'électricité à partir du gaz naturel pour remplacer les centrales à charbon plus polluantes.

Ainsi, par la relance nécessaire des énergies fossiles, **la guerre d'Ukraine est venue ralentir l'effort de transition énergétique déployé par l'Allemagne** ; d'autant plus que l'explosion des prix de l'énergie, frein à la compétitivité allemande, a nécessité un plan de soutien de 200 milliards d'euros du gouvernement fédéral, entravant ses capacités de financement pour la transition.

**Enfin, cette dynamique de relance des énergies fossiles n'est pas limitée à la Pologne et l'Allemagne**, bien que ces deux États membres incarnent l'évolution du paysage énergétique européen depuis le 24 février 2022. En France, on peut notamment citer la réouverture de la centrale à charbon de Saint-Avold, en Moselle, face à la chute de la production d'électricité d'origine nucléaire ; ou encore l'installation, au Havre, d'un terminal méthanier flottant, nommé *Cape Ann*, exploité par le groupe TotalÉnergies, dans l'objectif d'acheminer du GNL vers l'Europe centrale – en complément des quatre terminaux français déjà en activité). Des réouvertures similaires de centrales à charbon, ou allongement de leur calendrier d'exploitation, ont également eu lieu en Italie, aux Pays-Bas, en Autriche, en Grèce, etc.

## **2) – À qui profite le crime ?**

Ce retour des énergies fossiles en Europe, à contrecourant des objectifs et politiques climatiques entreprises au niveau national et européen depuis plusieurs années, ne s'est pas fait **sans d'âpres tergiversations et recherche de coupables**.

Une certitude, sans surprise : **la principale victime de cette résurgence des énergies fossiles est le climat**, et derrière lui, le Pacte Vert pour l'Europe. Si la relance des centrales à charbon

peut être traité comme un problème temporaire – ces unités de production étant les plus polluantes, elles n'ont pas d'avenir à long-terme – **le remplacement du gaz russe par le GNL importé pose davantage question.** D'une part, l'investissement dans de nouvelles infrastructures liées au GNL (terminaux de regazéification, pipelines, etc.) risque d'enfermer les États membres dans des projets de long-terme, coûteux, d'exploitation des énergies fossiles, à rebours de la crise climatique. Ce problème est d'autant plus inquiétant en raison des **stratégies commerciales adoptées par les États exportateurs de GNL** (États-Unis, Qatar, etc.) : pour sécuriser leurs rentes à long-terme, ceux-ci exigent des contrats de fourniture de plusieurs années (de 5 à 10 voire 15 ans) à leurs clients européens, en totale contradiction avec les objectifs de souveraineté énergétique promus par l'UE depuis le début du conflit en Ukraine.

Outre ces États dont l'économie repose en grande partie sur l'export de leur production fossile, cette crise a fait d'autres heureux. Plusieurs **débats autour de la taxation des « superprofits »**, notamment ceux des grands énergéticiens (TotalÉnergies en France, BP au Royaume-Uni, Eni en Italie, Shell aux Pays-Bas, etc.) ont occupé la scène politique européenne au second semestre 2022. Certes, ces énergéticiens ont enregistré des bénéfiques records durant la crise ; **mais il ne faut pas éluder la situation d'autres entreprises à fortes rentrées d'argent**, à l'image du trader spécialisé dans les transactions énergétiques Gunvor, basé à Genève.

Cofondée en 1997 par l'oligarque russe Guennadi Timtchenko et l'homme d'affaires suédois Torbjörn Törnqvist, **Gunvor est l'une des « petites mains » ayant profité de la manne des hydrocarbures russes en Europe.** Chargée par Gazprom de la vente du gaz russe aux compagnies occidentales, Gunvor supervise les transactions au travers des banques russes implantées à Chypre, État membre de l'UE connu pour son opacité fiscale. Grâce au conflit en Ukraine, les profits de la société ont bondi de 294 % (!) par rapport en 2021, spéculant sur l'acheminement des précieux hydrocarbures vers l'Europe. **Cet exemple rappelle une dure réalité parfois oubliée :** *« les matières premières sont le dernier bastion du capitalisme sauvage »*, pour reprendre l'expression des journalistes britanniques Javier Blas et Jack Farthy

*Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du Pacte Vert*

dans leur ouvrage *The World for Sale* (Random House Libri, 2021, non traduit), enquêtant sur les pratiques de certaines firmes dans les transactions internationales.

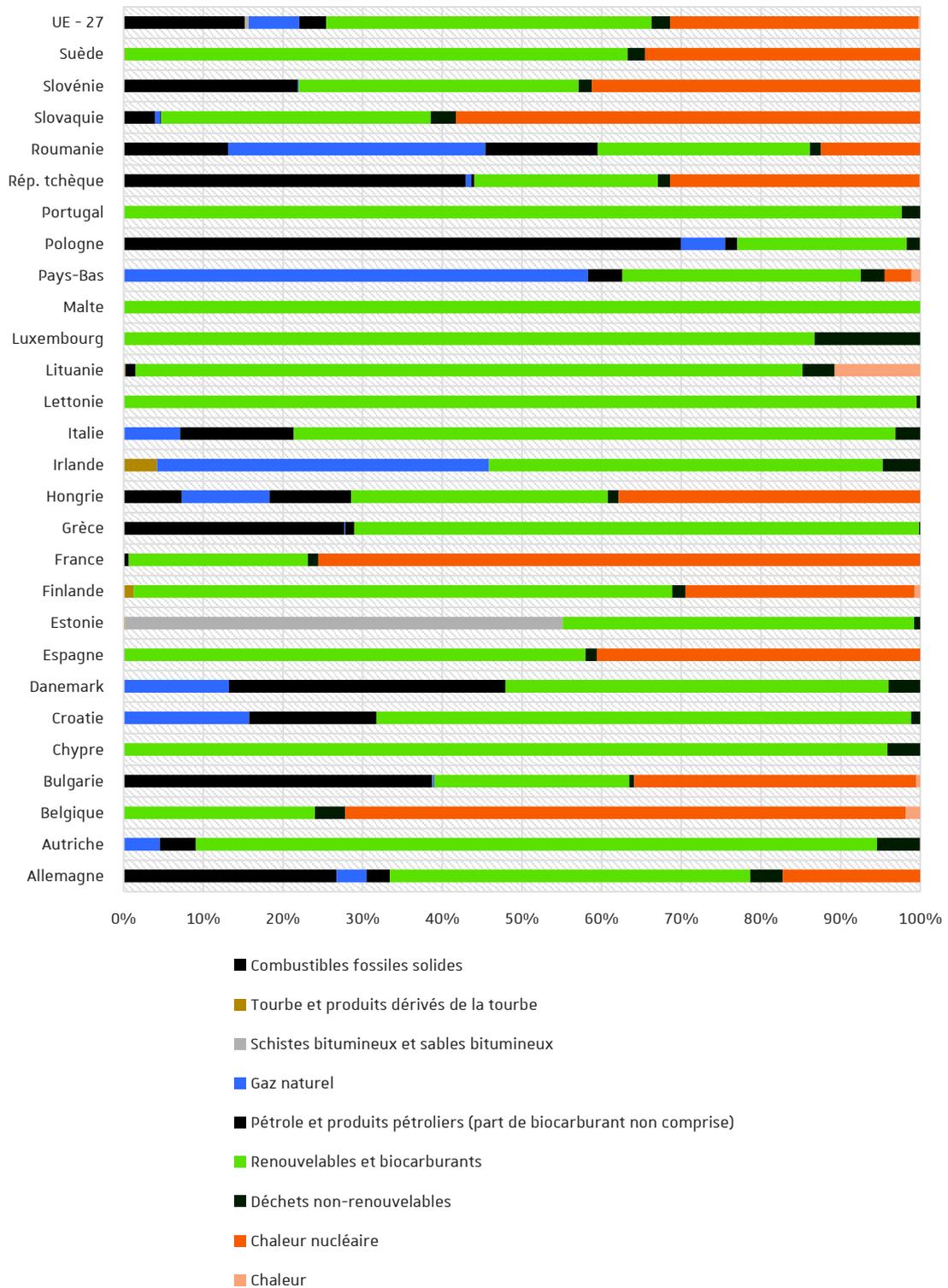
## **B) - Réflexions sur une relance de la production d'énergies fossiles en Europe**

### **1) – Une production domestique en déclin**

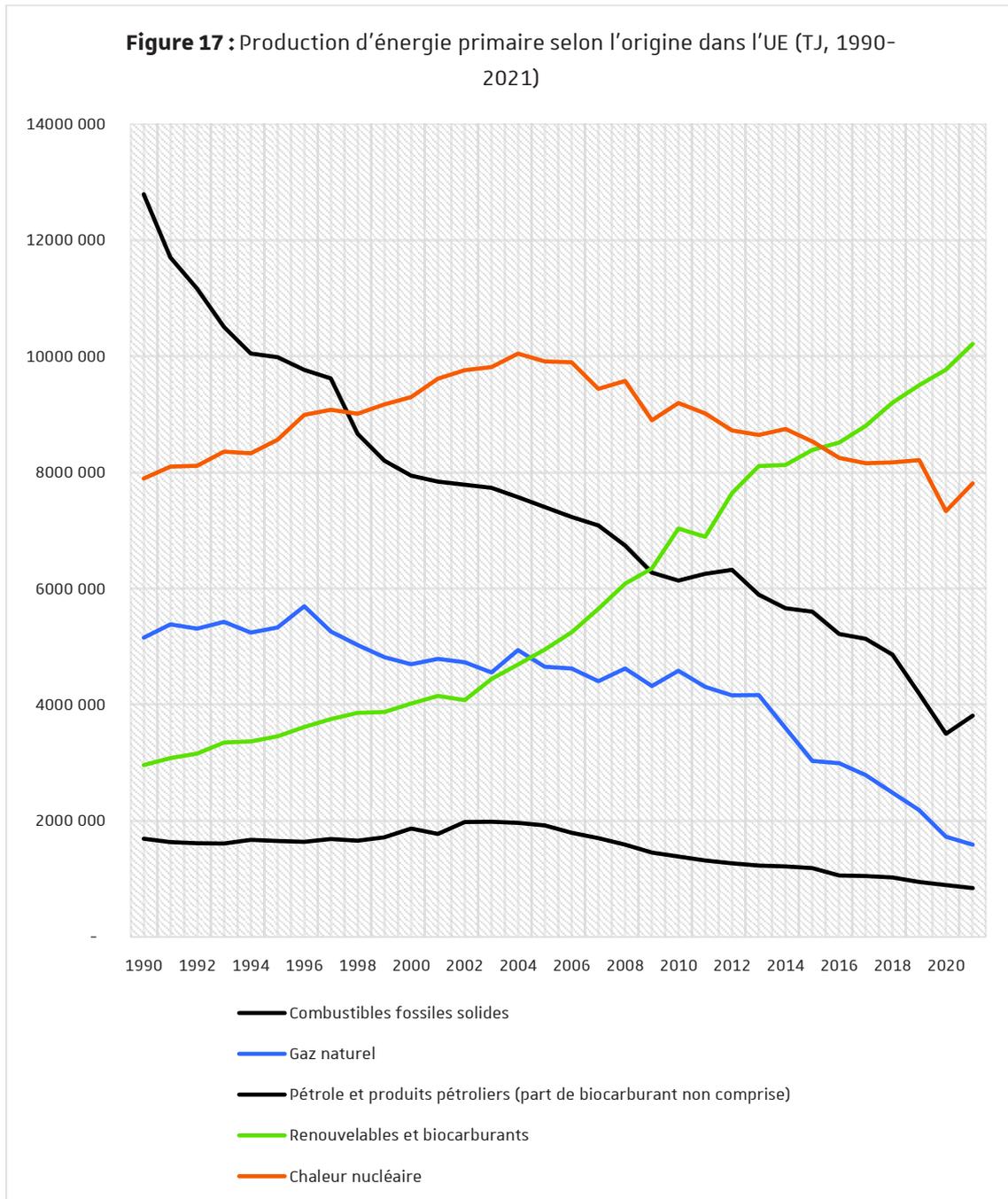
La crise ayant contraint les États membres de l'UE à relancer la consommation d'énergies fossiles – à minima de façon temporaire – pour passer l'hiver et soutenir leurs économies affectées par l'inflation (elle-même renforcée par l'envolée des prix de l'énergie), plusieurs voix se sont élevées à travers l'Union pour reconsidérer la production d'hydrocarbures sur le sol européen, principalement abandonnée pour des raisons environnementales et de faible rentabilité liée à l'amenuisement des ressources.

Ainsi, en 2021 (cf. figure 16), l'addition de la production de combustibles fossiles solides (18,1 %), de gaz naturel (6,4 %) et de pétrole (3 %), ne représente que 27,5 % de la production totale d'énergie de l'Union, soit moins que la production d'énergie nucléaire (31,3 %) et d'énergies renouvelables (40,9 %). Pour tenir l'objectif de limitation du réchauffement climatique à +1,5°C, les États membres ont sous-investi dans la production d'énergies fossiles, expliquant cette faible part dans la production totale d'énergie, outre l'amenuisement des réserves nationales. **Plusieurs États membres ont ainsi décidé de ne plus produire d'hydrocarbures sur leur sol** : le Danemark (décision de 2020, arrêt à horizon 2050), la France (décision de 2017, arrêt en 2040), etc.

**Figure 16 :** Part des différentes sources d'énergie primaire dans la production totale d'énergie des États membres de l'UE (% , 2021)



Source des données : Eurostat



Source des données : Eurostat (données pour l'UE à 27 membres, Royaume-Uni non inclus)

Ainsi, on constate depuis 1990 une baisse continue de la production européenne de combustibles fossiles solides, et quasi-ininterrompue de la production de gaz naturel et de pétrole et produits dérivés. Cette **réduction de la production d'énergies fossiles** a néanmoins été partiellement compensée par le **maintien de la production nucléaire** (sa réduction à

partir de 2003-2004 étant liée à la fermeture successive de réacteurs allemands) et le **développement rapide des énergies renouvelables** (+300 % en 30 ans !).

## 2) – Une résurgence des régions européennes productrices ?

Néanmoins, avec la relance des énergies fossiles depuis 2022, **de nombreuses régions européennes ont repris leur production de combustibles fossiles**. En Grèce, la région de Kozani, au centre du pays, a longtemps été la troisième productrice de charbon en Europe ; en 2019, l'exploitation des gisements de lignite représentait 40 % du PIB local. Le gouvernement hellénique, malgré le conflit en Ukraine, a maintenu l'arrêt des centrales à lignite encore en activité pour 2028 ; toutefois, la production de lignite est repartie à la hausse en 2022, après plusieurs années consécutives de déclin, pour faire face à la demande provenant d'Europe centrale. En Pologne, grâce à l'accord trouvé avec le gouvernement tchèque en février 2022 – avant le déclenchement du conflit – ayant trait aux externalités négatives de la mine de charbon de Turów pour les villages tchèques avoisinants (pollution des eaux), la production de charbon a pu garder un niveau soutenu. Selon le Premier ministre polonais Mateusz Morawiecki, la mine de Turów représente à elle seule 4 à 6 % du charbon nécessaire aux centrales électriques du pays. Enfin, en Arctique, la Norvège a décidé de retarder la fermeture de la mine de charbon de l'île de Svalbard<sup>54</sup> (de 2023 à 2025), pour fournir en combustible les centrales européennes, notamment allemandes.

Dans d'autres régions européennes, **l'éventualité d'une reprise de la production d'énergies fossiles suscite davantage la controverse** : les Pays-Bas, dans la région de Groningue, possèdent le plus grand gisement de gaz d'Europe, découvert en 1959 (2 820 milliards de m<sup>3</sup> de réserves totales avant extraction). Sa production avait progressivement été réduite, en raison des nombreux tremblements de terre provoqués par l'exploitation du gisement, le plus puissant d'entre-eux ayant endommagé des milliers d'habitations en 2012 (magnitude 3,6 sur l'échelle de Richter). En 2013, 133 séismes de magnitude 1,5 avaient été enregistrés dans la

---

<sup>54</sup> Une île au statut juridique international original : un traité de 1920 en confie la souveraineté à la Norvège, depuis membre de l'OTAN ; cependant, chaque état signataire est libre d'y exploiter les ressources, sur un pied d'égalité avec Oslo (la Russie possède ainsi sa propre mine de charbon sur l'île de Svalbard).

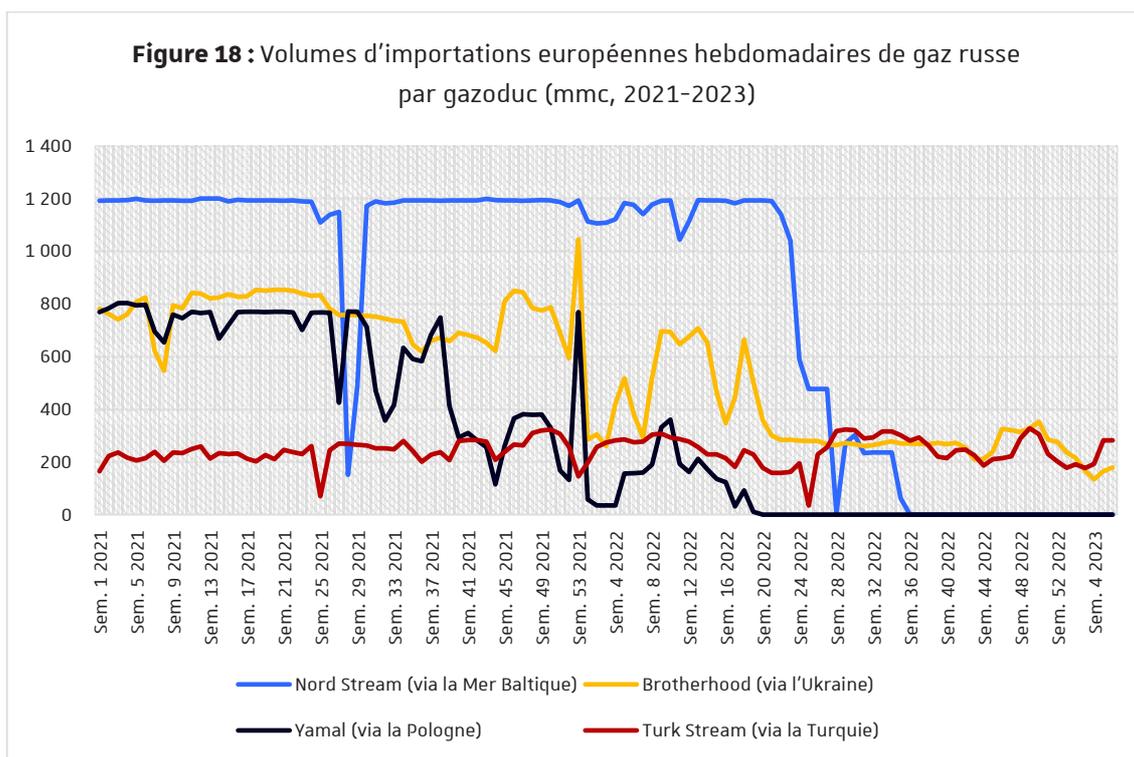
région de Groningue. Face à l'exaspération de la population locale, le Premier ministre néerlandais Mark Rutte avait annoncé en 2018 l'arrêt de l'exploitation du gisement pour 2024, calendrier ensuite accéléré pour un arrêt fin 2022. Néanmoins, **le gouvernement de la Haye s'est réservé la possibilité d'exploiter les réserves restantes (450 milliards de m<sup>3</sup>) en cas de situation d'urgence** : par exemple, une brutale rupture d'approvisionnement, similaire à ces temps actuels de pénurie de gaz russe... Toutefois, en dépit de la crise actuelle, le gouvernement néerlandais s'est refusé – pour le moment – de revenir sur la décision d'arrêt d'exploitation. Toutefois, **il lorgne, aux côtés de Shell, sur de potentiels gisements en Mer du Nord**, près de l'île de Schiermonnikoog, dans la Mer de Wadden, région inscrite au patrimoine mondial de l'UNESCO – rencontrant là aussi l'opposition des populations locales. Outre ces potentiels gisements, certains économistes ont soutenu une reprise de l'exploitation du gisement de Groningue, avec la **création en contrepartie d'un fonds européen de dédommagement** pour les populations victimes des tremblements de terre, sans trouver d'écho favorable.

### **C) – À la recherche de nouveaux approvisionnements gaziers**

Dans cette crise énergétique sans précédent pour l'Europe, **deux produits énergétiques ont fait l'objet de tensions extrêmes sur les marchés : le gaz naturel** (l'Union devant remplacer les 155 mmc de gaz russe qu'elle importait en 2021<sup>55</sup>) et **l'électricité**. Si les échanges d'électricité ont lieu au niveau communautaire, entre États membres, pour garantir l'équilibre sur le réseau, la situation est tout autre pour l'acheminement en gaz naturel, pour lequel l'Union dépend de fournisseurs tiers. Face à la brutale rupture d'approvisionnement en gaz russe, l'Union a dû entreprendre un double effort : d'une part, **économiser la précieuse molécule en réduisant sa demande** ; d'autre part, **diversifier ses approvisionnements en cherchant de nouveaux fournisseurs**.

---

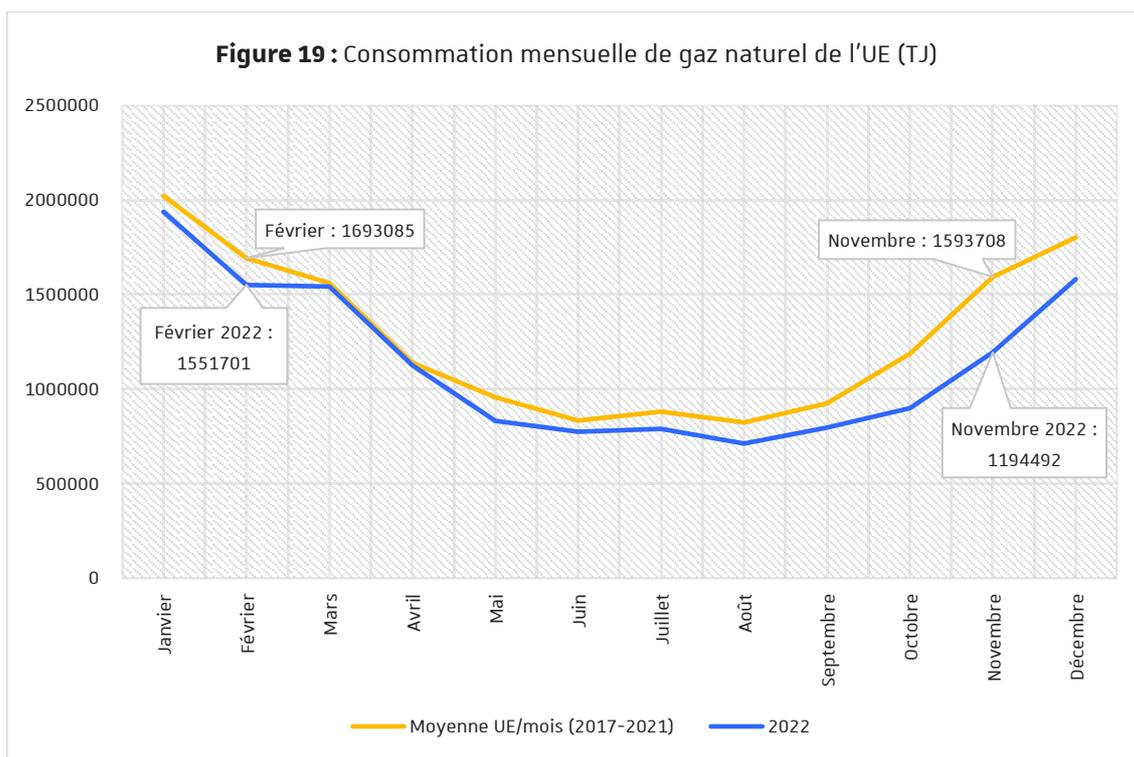
<sup>55</sup> Milliards de mètres cubes (mmc). En 2021, selon les données de la Commission européenne, sur les 400 mmc de gaz naturel importés par l'UE, 155 provenaient de Russie.



Source des données : Institut Bruegel, ENTSO-G

### 1) – Un premier effort de réduction de la demande de gaz naturel

Ainsi, dès mi-2021 (cf. figure 18), la Russie a progressivement diminué ses livraisons de gaz à destination de l'UE : le débit a été réduit sur plusieurs gazoducs (Yamal, Brotherhood) et celui des gazoducs Nord Stream fut réduit à néant après le sabotage de septembre 2022). Seul le gazoduc Turk Stream, passant par la Mer Noire et la Turquie, a relativement maintenu ses niveaux de livraison. Les Européens, dans l'attente de fournisseurs alternatifs, ont prioritairement dû réduire leur demande de gaz pour constituer des réserves à l'approche de l'hiver.



Source des données : Eurostat

#### LÉGENDE

La série « Moyenne UE/mois (2017-2021) » représente la moyenne de la consommation de l'UE en gaz naturel, par mois, sur la période 2017-2021. Elle a été calculée par nos soins grâce aux données d'Eurostat.

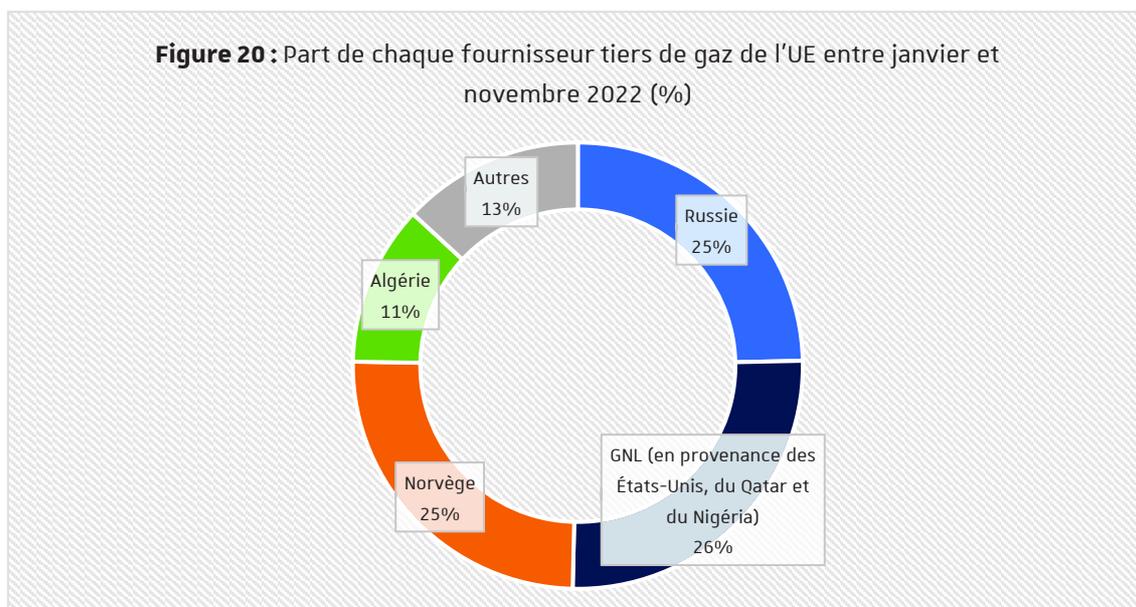
La série 2022 représente la consommation mensuelle de gaz naturel de l'UE sur l'année 2022.

Le déclenchement du conflit en Ukraine ayant coïncidé avec le retour du printemps, la baisse de la consommation sur les premiers mois de 2022 n'est pas flagrante. Toutefois, à partir d'avril-mai 2022, les États membres, grâce aux efforts de sobriété, sont parvenus à réduire leur consommation. Une réduction facilitée, durant l'hiver 2022-2023, par les températures relativement douces, synonymes de faibles besoins en chauffage.

## 2) – La montée en puissance de nouveaux fournisseurs

Pour réussir à compenser les 155 milliards de mètres cubes de gaz russe importés par l'UE en 2021, une simple réduction de la demande avec des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique est largement insuffisante ; l'UE s'est donc attachée à renforcer ses relations

commerciales auprès d'autres fournisseurs. On peut regrouper ces derniers en deux catégories : ceux étant reliés à l'Union par gazoduc et exportant une minorité de leur production sous forme de GNL (Norvège, Azerbaïdjan, Algérie), et ceux exportant la totalité de leur production sous forme de GNL (États-Unis, Qatar).



Source des données : Eurostat

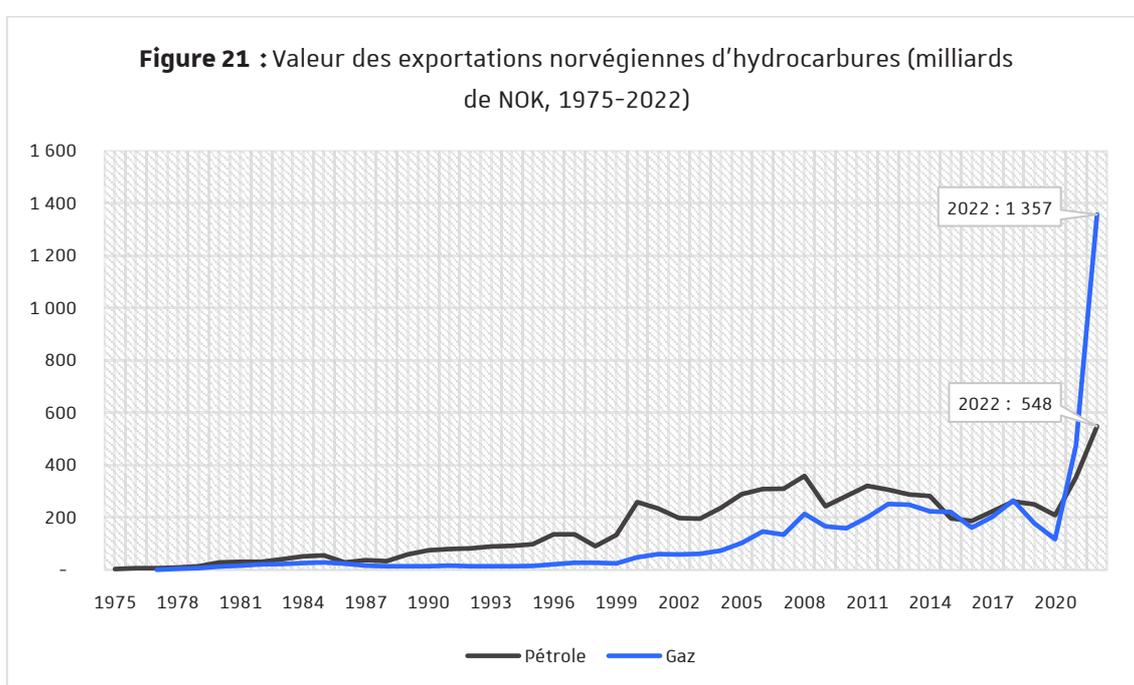
### 2.1) – Approvisionnements par gazoduc (Norvège, Azerbaïdjan, Algérie)

La première catégorie de fournisseurs démarchés par l'Union, comme nous l'évoquions, sont ceux reliés au territoire européen par des gazoducs, en raison de leur proximité géographique et historique. Ces fournisseurs exportent également une partie marginale de leur production vers l'Europe sous la forme de GNL, comme le gaz norvégien envoyé en Lituanie via le terminal de Klaipeda.

**Tout d'abord, la Norvège.** Le royaume scandinave, dans la majorité des États membres, était le deuxième – voire le premier – fournisseur de gaz naturel, derrière la Russie, avant le déclenchement de la guerre en Ukraine. Les gisements norvégiens en Mer du Nord permettent à Oslo d'assurer une production annuelle de 114 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Un résultat augmenté de 10 % depuis février 2022, grâce à la mobilisation exceptionnelle de

l'industrie norvégienne, menée par Equinor, la compagnie publique chargée de l'exploitation des gisements : en réduisant la production de pétrole (qui nécessite du gaz sous pression), Equinor a ainsi pu augmenter celle de gaz.

La montée en puissance des hydrocarbures norvégiens dans l'approvisionnement de l'Union s'est reflétée dans les revenus pétrogaziers du royaume (cf. figure 21) : en 2022, Oslo a enregistré un bénéfice record de 1933,7 milliards de couronnes norvégiennes (soit environ 169 milliards d'euros, en progression de +120 % comparé à 2021)<sup>56</sup>. Ainsi, en 2022, le pétrole et le gaz représentaient 73 % des exportations totales de la Norvège.



Source des données : Institut norvégien de statistique

Ces « superprofits » d'un État voisin de l'UE, de surcroît membre de l'EEE, de l'OTAN et soutien actif de l'Ukraine, ont pu agacer certains États membres. Le Premier ministre norvégien Jonas Gahr Store a réfuté les accusations de « profiteur de guerre », expression reprise par les économistes norvégiens Kalle Ove Moene et Ottar Maestad dans une tribune

<sup>56</sup> Selon les données de l'Institut norvégien de statistique (*Statistisk sentralbyrå*).

en novembre 2022 intitulée « *Nous sommes devenus des profiteurs de guerre involontaires et passifs. Les revenus doivent être partagés.* »<sup>57</sup>.

Toutefois, la Norvège n'est pas seulement exportatrice d'hydrocarbures pour l'UE, mais aussi d'électricité : tirant parti de sa géographie exceptionnelle, propice à la production hydroélectrique, les quelques 1700 centrales norvégiennes assurent à elles seules 90 % de la production d'électricité du pays. Or, depuis 2020, les faibles précipitations, synonymes de bassins de rétention d'eau insuffisamment remplis, annoncent un ralentissement de la production hydroélectrique norvégienne et donc, par extension, des exportations d'électricité vers l'UE. Stattnett, l'opérateur du réseau de transport d'électricité norvégien, s'est alarmé d'un possible rationnement vers octobre 2023 pour limiter le risque de coupures, dans un contexte d'augmentation des coûts de l'électricité. Au point où le Premier ministre norvégien Jonas Gahr Store, en août 2022, évoqua la possibilité de suspendre les envois d'électricité vers le reste de l'UE. La sécheresse hivernale concernant toute l'Europe depuis décembre 2022 risque ainsi d'aggraver la situation, l'UE pouvant perdre un fournisseur important d'électricité<sup>58</sup>.

Plus au sud, un autre fournisseur d'hydrocarbures tire parti des effets de la guerre en Ukraine. Dans le Caucase, l'Azerbaïdjan, dirigé d'une main de fer par son président Ilham Aliyev<sup>59</sup>, est intégré au projet de corridor gazier sud-européen, un ensemble de 3500 kilomètres de gazoducs conçu pour acheminer quelques 16 milliards de mètres cubes de gaz azéri par an<sup>60</sup> en Europe, via la Turquie et les pays voisins.

En juillet 2022, la Présidente de la Commission européenne Ursula Von der Leyen, en visite sur place, a conclu un accord avec le gouvernement azéri pour doubler en quelques années les volumes de gaz fournis à l'UE. Sur les 8 premiers mois de 2022, 7,3 milliards de mètres cubes de gaz azéri ont été expédiés vers l'Europe, soit une progression de 30 %.

---

<sup>57</sup> „Vi er blitt ufrivillige, passive krigsprofitorer. Inntektene må deles.”, tribune publiée dans le journal *Aftenposten*, 08/12/2022.

<sup>58</sup> En 2021, selon les données d'Eurostat, l'électricité norvégienne assurait 70 % des importations suédoises (5828 GWh) et 39,4 % des importations danoises (7924 GWh), les deux États membres les plus proches de la Norvège.

<sup>59</sup> Cf. rapports d'Amnesty International sur l'Azerbaïdjan.

<sup>60</sup> L'Azerbaïdjan, grâce au gisement de Shah Deniz en Mer Caspienne, bénéficie d'importantes réserves estimées à 1000 milliards de mètres cubes de gaz.

Toutefois, ce rapprochement avec l'Azerbaïdjan d'Aliyev fait l'objet de nombreuses **critiques** : outre les violations répétées des droits humains par le régime, Bakou mène une guerre sanglante contre l'Arménie dans la région du Haut-Karabagh depuis 2020 (6500 morts). La réaction européenne se limita à l'envoi d'une mission civile (EUMA Arménie) à la frontière des deux belligérants. Par ailleurs, cette approche, visant à remplacer du gaz azéri par du gaz russe, montre ses limites : **elle substitue une dépendance au risque d'en créer une autre**, et les capacités de production azéries ne permettront de compenser qu'en petite partie la rupture d'approvisionnement en gaz russe.

Enfin, la stratégie européenne d'acheminement par gazoduc repose sur **un dernier partenaire majeur : l'Algérie**. Disposant de réserves sahariennes colossales (estimées à 2400 milliards de mètres cubes), l'Algérie est reliée à l'Europe par les gazoducs Transmed, Galsi (permettant de livrer du gaz vers l'Italie via la Tunisie) ainsi que Maghreb-Europe et Medgaz (vers l'Espagne). Bien que le gazoduc Maghreb-Europe, traversant le Maroc, soit à l'arrêt depuis octobre 2021, en raison de la crise diplomatique entre Alger et Rabat au sujet du Sahara Occidental, les flux gaziers vers la péninsule ibérique ont été réorientés vers Medgaz.

L'Algérie, depuis 2023, est également devenue le principal producteur africain de GNL, devant le Nigéria – les livraisons vers l'Europe étant majoritairement effectuées par gazoduc. Toutefois, il paraît irréaliste, pour l'Union, de compter sur des importations massives de gaz algérien à court-terme : **des décennies de sous-investissement dans la production, auxquelles s'ajoute une relative instabilité politique**, entravent les possibilités d'une exploitation soutenue des grandes réserves du pays.

## **2.2) – Approvisionnements par GNL (États-Unis, Qatar)**

La deuxième catégorie de fournisseurs sollicités par l'UE regroupe un ensemble de **pays plus éloignés géographiquement** que ceux susmentionnés, dont l'approvisionnement repose sur le gaz naturel liquéfié (GNL), acheminé par voie maritime.

Grâce à la « révolution du schiste » entamée au début des années 2000, **les États-Unis ont pratiquement acquis leur indépendance énergétique**, en produisant du gaz et du pétrole de schiste. Ainsi, en deux décennies, ils sont passés d'un importateur net au premier exportateur d'hydrocarbures au monde, devant la Russie ou encore les pétromonarchies du golfe Persique.

Avant même le déclenchement de la guerre en Ukraine, certains États membres de l'UE – disposant de capacités d'accueil – percevaient le GNL américain comme **une solution viable de repli, en cas de rupture brutale d'approvisionnement en gaz russe**, malgré la pollution importante générée par les techniques de production du gaz de schiste (fracturation hydraulique notamment). Bien que les États-Unis, inquiets de la dépendance croissante de l'Europe au gaz russe<sup>61</sup>, aient régulièrement essayé de vendre à l'UE leur production gazière, **les États membres ont longtemps préféré conserver leur approvisionnement en gaz russe, jugé plus compétitif.**

#### **ENCADRÉ 3 – LE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)**

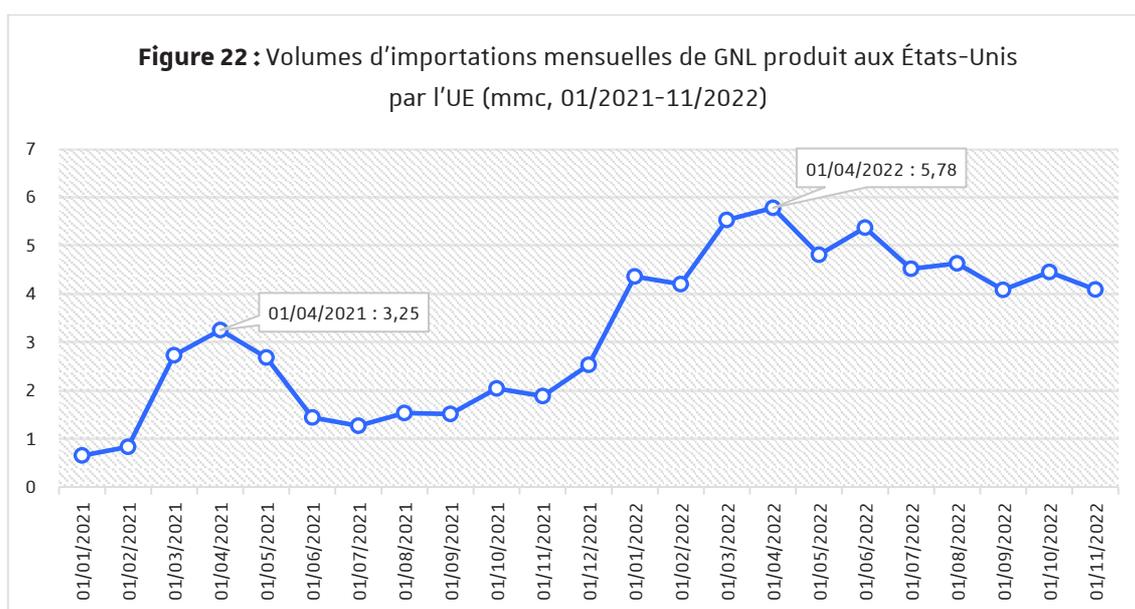
Le gaz naturel liquéfié, comme son nom l'indique, est du gaz naturel ayant été liquéfié pour être transporté par voie maritime du site de production au site de consommation, grâce à des navires méthaniers. Son exploitation repose sur une série d'étapes précises (cf. annexe 3, « La chaîne du GNL ») :

1. **La production :** le gaz naturel (composé à 95 % de méthane, CH<sub>4</sub>) est extrait des gisements à l'aide de puits de forage (en Amérique du Nord, principalement issu de la roche de schiste) ;
2. **La liquéfaction :** le gaz naturel est refroidi à une température comprise entre -161°C et -163°C, lui permettant de passer de l'état gazeux à l'état liquide. Sous cette forme liquide, pour la même quantité d'énergie, il occupe 600 fois moins de volume que sous forme gazeuse (600 m<sup>3</sup> de gaz naturel correspondent à 1 m<sup>3</sup> à l'état liquide). Néanmoins, la liquéfaction est un processus énergivore, susceptible de rendre le GNL moins compétitif que le gaz naturel « classique » transporté par gazoduc ;
3. **Le transport :** le GNL est chargé à bord d'un navire méthanier, puis transporté jusqu'à son port de destination. Les plus gros méthaniers, comme ceux utilisés par le Qatar, dits « Q-MAX », peuvent transporter en un chargement environ 267 000 m<sup>3</sup> de GNL. Des navires plus petits, comme le *Cape Ann*, déployé au Havre, ont une capacité de 145 000 m<sup>3</sup>, correspondant environ à la consommation quotidienne de gaz de la France (150 000 m<sup>3</sup>) ;

<sup>61</sup> On pense par exemple aux sanctions décidées par Washington sur les entreprises allemandes et européennes liées aux projets de gazoducs Nord Stream.

4. **La regazéification** : arrivé à sa destination, le GNL est déchargé du navire méthanier et regazéifié dans des terminaux méthaniers (38 en service en Europe) : sa température est ramenée à plus de 0°C sous haute pression. Retrouvant sa forme gazeuse, il est injecté au réseau de distribution existant.

En déclenchant l'invasion de l'Ukraine, Poutine a réussi là où la diplomatie américaine a échoué durant des années : l'Union a plus que doublé ses importations moyennes de GNL provenant des États-Unis (cf. figure 22). Alors que la production américaine était traditionnellement vendue en Asie, l'explosion des prix de marché en Europe (cf. figure 1), couplée à la réduction de la demande asiatique (confinements liés à la politique de zéro Covid en Chine), ont attiré les producteurs américains. En contrepartie, depuis février 2022 et la reprise économique de la Chine, les flux de gaz russe autrefois destinés à l'UE ont été partiellement redirigés vers l'Asie, notamment via le gazoduc Force de Sibérie.



Source des données : Commission européenne

Le deuxième producteur de GNL ayant tiré parti de la crise énergétique en Europe est situé au Moyen-Orient : le Qatar. L'émirat, malgré sa petite superficie de 11586 km<sup>2</sup> – proche de celle de l'Île-de-France (12012 km<sup>2</sup>) – possède les troisièmes réserves de gaz naturel

au monde, dont le plus grand gisement, le champ offshore North Field<sup>62</sup>, correspondant à 10 % (!) des réserves mondiales de gaz naturel. Face à la crise ukrainienne, Doha prévoit d'accroître la production de ses gisements offshore, pour répondre à la demande européenne, alors que l'émirat exportait traditionnellement sa production vers l'Asie.

En revanche, **le Qatar cherche prioritairement à décrocher des contrats de vente de GNL à long-terme**, comme celui conclu en novembre 2022 avec l'Allemagne, prévoyant une période de fourniture d'au moins 15 ans. Le risque suscité par ces contrats de long-terme d'importations d'énergies fossiles, contraires à l'esprit du Pacte Vert européen, est de **substituer une dépendance à une autre, sans régler le problème de fond.**

Par ailleurs, les profits obtenus par l'export de GNL ont permis à Doha de se constituer d'importantes réserves financières et de devenir un investisseur mondial de premier rang, au travers du fonds souverain du Qatar (*Qatar Investment Authority*, QIA). Début mars 2023, QIA est devenu le premier actionnaire du principal énergéticien allemand, RWE, en détenant 9,1 % des parts de la société. En outre, le Qatar possède d'autres participations dans l'économie allemande (Volkswagen, Deutsche Bank, l'armateur Hapag-Lloyd, Siemens, etc.) et européenne (en France, on pense naturellement au club de football du Paris-Saint-Germain, vitrine de la puissance financière qatarie), dans une stratégie de diversification économique visant à préparer « l'après-pétrole ».

Par conséquent, ces prises de position dans des entreprises stratégiques (comme RWE), bien que minoritaires, couplées au risque d'une dépendance croissante de l'UE vis-à-vis du GNL qatari, **invitent à s'interroger quant à la place occupée par le Qatar dans la stratégie de souveraineté énergétique européenne.**

---

<sup>62</sup> Dont le français TotalÉnergies est impliqué dans l'exploitation.

### 2.3) – D'autres fournisseurs envisageables ?

Afin de garantir une sécurité d'approvisionnement optimale pour le gaz – et éviter de se retrouver une nouvelle fois dans la situation où un fournisseur tiers domine les importations de l'Union – il est primordial de diversifier au maximum les sources d'approvisionnement.

L'**Australie**, autre grand producteur de GNL, a pu être mentionnée ; toutefois, le pays est trop éloigné géographiquement pour envisager une exploitation rentable du gaz australien en Europe. Plus proche du Vieux Continent, **le Liban et Israël** ont trouvé un accord, en octobre 2022, sur la délimitation de leurs frontières maritimes ; un prérequis indispensable au projet *EastMed*, mené avec Chypre, pour exploiter les gisements de gaz offshore en Méditerranée orientale. Toutefois, l'instabilité politique chronique en Israël (cinq élections législatives sur la période 2019-2022), ravivée par le projet de réforme judiciaire du gouvernement de Benjamin Netanyahu, la profonde crise politique et économique dont pâtit le Liban, ainsi que les tensions opposant Chypre à la Turquie, sont autant de facteurs risquant de retarder le projet gazier.

Un dernier producteur gazier pourrait répondre à la demande de l'Union : **l'Iran**. La république islamique posséderait les deuxièmes réserves de gaz au monde, mais l'absence d'études géologiques sur place ne permettent pas – pour le moment – de confirmer l'ampleur des réserves potentielles. Toutefois, les sanctions américaines liées au programme nucléaire iranien, le soutien affiché par Téhéran à Moscou depuis le début du conflit par la livraison de drones, ou encore le mouvement de révolution civile déclenché par la mort de Mahsa Amini autour du slogan « Femme, vie, liberté », sont autant d'éléments rendant hautement improbable des éventuelles exportations de gaz iranien vers l'Union.

#### **2.4) – Revers de la ruée européenne vers le gaz**

En sollicitant autant de fournisseurs tiers, dans l'objectif de s'affranchir du gaz russe, **l'UE a dû consentir à plusieurs renoncements politiques majeurs.** Le Qatar, sous le feu des critiques en raison des conditions d'attribution et de travail lors de la Coupe du Monde de football 2022, de sa proximité avec l'Iran et les Frères musulmans, ou encore accusé d'avoir corrompu plusieurs parlementaires européens dont l'ancienne vice-présidente grecque Éva Kailí (« Qatargate »), est en passe de devenir un partenaire énergétique majeur de l'UE. Dans le Caucase, la guerre menée par l'Azerbaïdjan contre l'Arménie au Haut-Karabagh, risque d'être passée sous silence pour sécuriser les approvisionnements en gaz azéri. La politique énergétique de Washington est également sujette à interrogation : l'éventualité soulevée par l'administration Biden de lever les sanctions sur le Venezuela, producteur majeur de pétrole, comme les velléités de ressusciter l'accord sur le nucléaire iranien, **sont autant d'initiatives visant à apaiser les marchés mondiaux de l'énergie, au détriment de la cohérence de la politique étrangère occidentale.**

Enfin, en absorbant – au prix fort – la production mondiale de GNL, **l'UE a indirectement contribué à l'explosion des coûts de l'énergie dans d'autres régions du monde.** En février 2023, Khurram Dastgir Khan, Ministre de l'Énergie du Pakistan, a annoncé que « *Le GNL ne fait plus partie du plan à long-terme* » pour la production électrique du pays. Celle-ci reposait pour un tiers sur les importations de GNL du Moyen-Orient, mais le Pakistan n'a pas pu s'aligner sur les prix payés par l'UE depuis février 2022. Confronté au risque de coupures d'électricité, Islamabad a décidé de se tourner – en plus du nucléaire et des énergies renouvelables – vers le charbon, planifiant de quadrupler sa production, de 2,31 GWe à 10 GWe de capacités installés. **Une décision catastrophique pour le climat, conséquence de la ruée européenne sur le marché mondial du GNL.**

### III) – Un rôle de soutien et de coordination pour l'Union

#### A) – Dans l'urgence de la crise, un branle-bas de combat européen

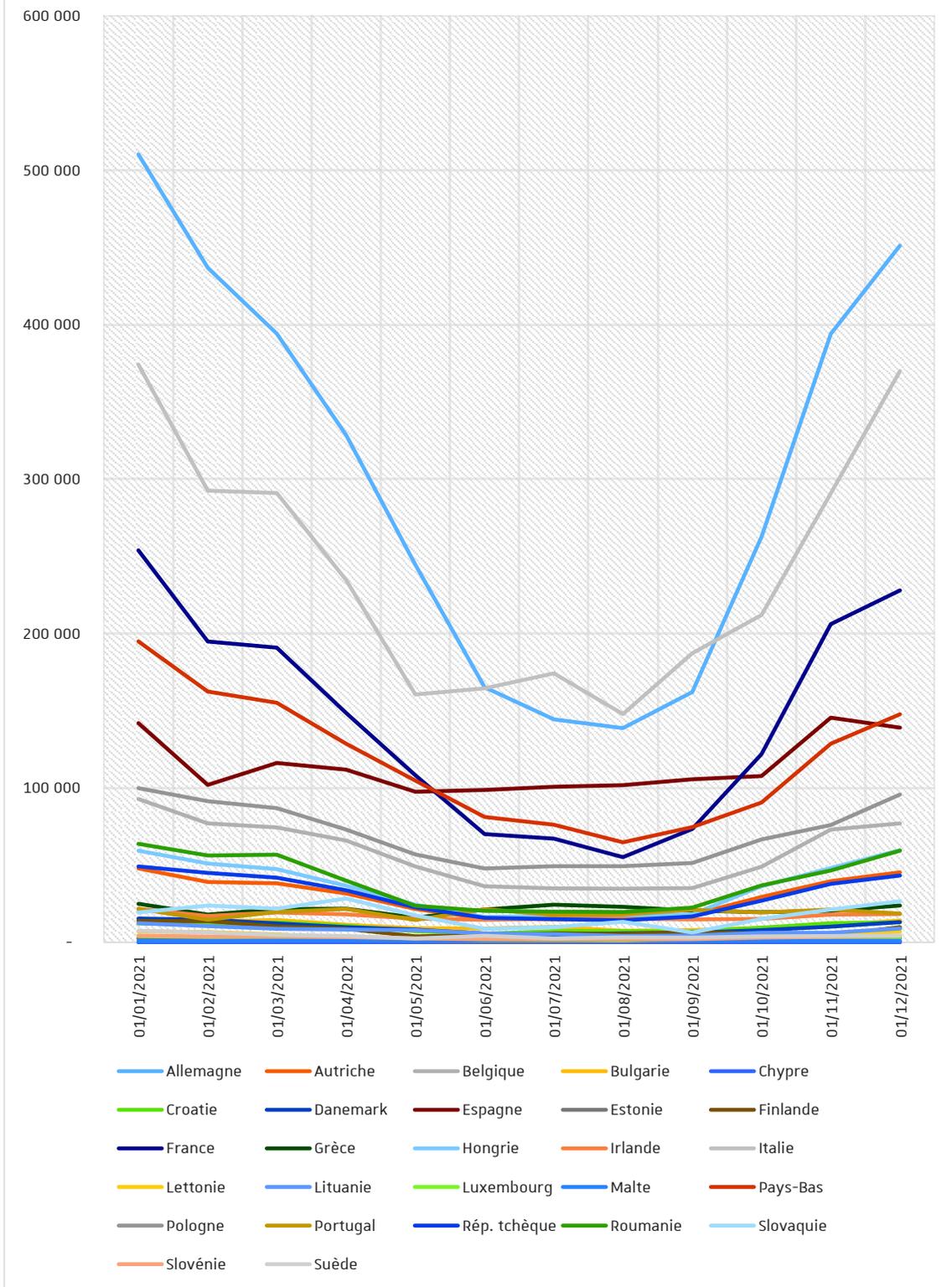
##### 1) – Pour préparer l'hiver, une action coordonnée sur les marchés du gaz

Dans ce contexte de grands bouleversements sur les marchés mondiaux de l'énergie, en raison de la guerre en Ukraine, l'UE a agi en soutien à l'action des États membres, afin de coordonner leurs efforts et sécuriser leurs approvisionnements gaziers, dans l'objectif de réussir à surmonter l'hiver 2022-2023 sans gaz russe.

Dans un premier temps, Bruxelles a plaidé pour la mise en œuvre **d'efforts coordonnés de réduction de la demande de gaz**. Sur les figures 22.1 et 22.2, en comparant l'évolution de la consommation mensuelle de gaz naturel des États membres entre 2021 et 2022, on constate qu'au deuxième semestre 2022, les courbes sont davantage rapprochées qu'au deuxième semestre 2021.

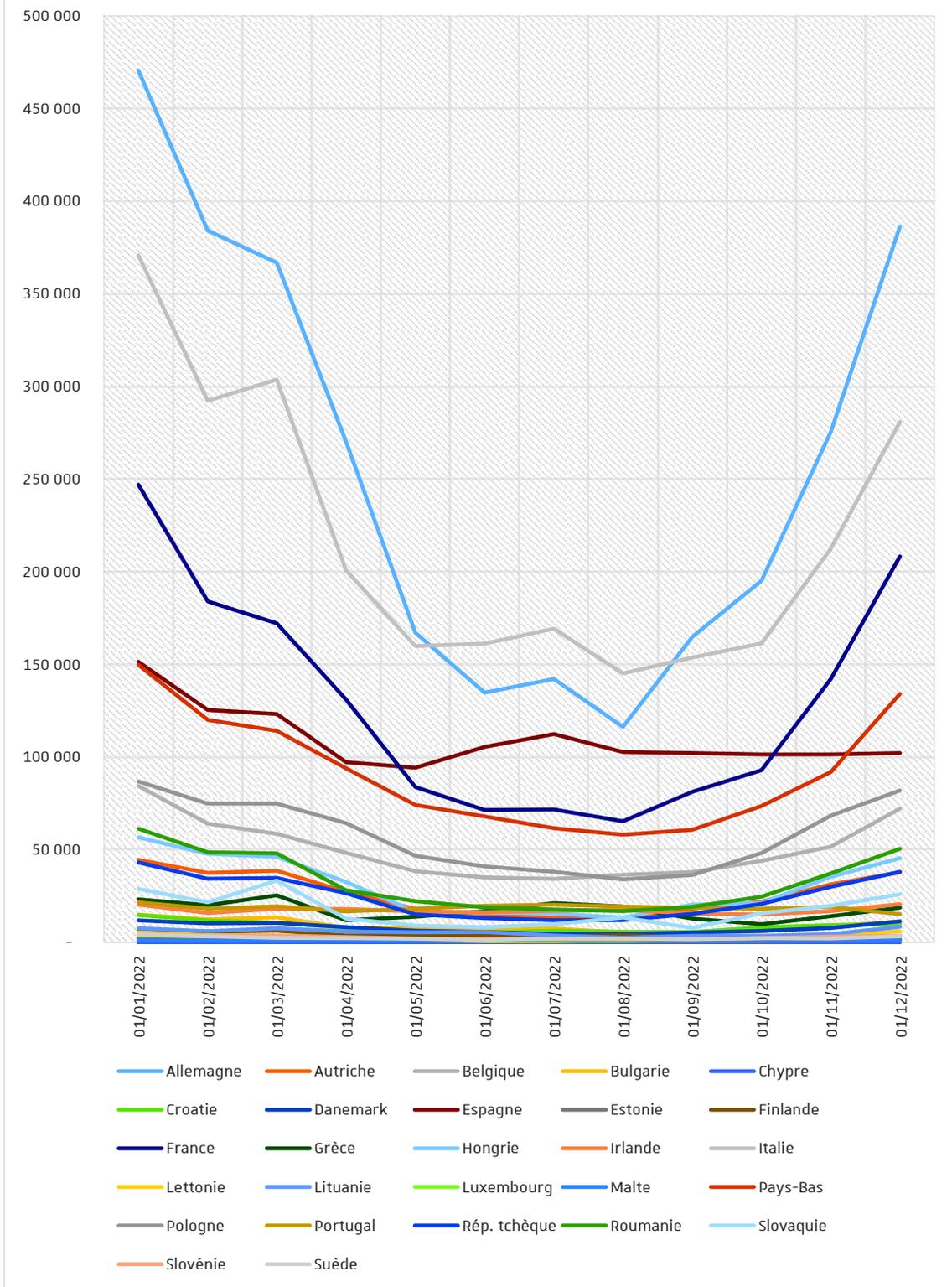
**Les États membres les plus consommateurs en gaz naturel sont naturellement ceux ayant le plus réduit leur demande (en volume) :** quand l'Allemagne, premier consommateur de gaz naturel de l'UE, consommait 451 259 TJ de gaz naturel en décembre 2021, ce chiffre est tombé à 386 326 TJ en décembre 2022, soit une réduction d'environ 14 %. Pour l'Italie, dont 50 % de l'électricité est produite à partir de gaz naturel (cf. figure 10), sur la même période, sa consommation de gaz naturel a baissé de 24 % (pour un écart de 89 116 TJ). La diminution la plus spectaculaire (en proportion) revient à la Finlande : entre décembre 2021 et 2022, sa consommation est passée de 9781 à 3406 TJ, soit une baisse des deux tiers (environ 65 % !).

**Figure 23.1 :** Évolution mensuelle de la consommation de gaz naturel des États membres de l'UE (TJ, 2021)



Source des données : Eurostat

**Figure 23.2 :** Évolution mensuelle de la consommation de gaz naturel des États membres de l'UE (TJ, 2022)



Source des données : Eurostat

Ces baisses de la consommation de gaz naturel ont été d'autant plus facilitées par l'adoption de mesures communautaires : le règlement 2022/1369 d'août 2022<sup>63</sup> a fixé un objectif de réduction de 15 % de la demande européenne entre le 1<sup>er</sup> août 2022 et le 31 mars 2023, afin de passer au mieux l'hiver.

Des mesures européennes d'autant plus nécessaires en l'absence partielle de **signal-prix donné aux consommateurs**, pour les inciter à réduire leur demande de gaz. En effet, l'explosion des prix du gaz naturel sur le marché de gros (cf. figure 1) n'a pas été totalement répercutée sur le marché de détail : **les consommateurs finaux ont été protégés par les nombreux boucliers tarifaires** mis en œuvre par les États membres, dont la France. C'est la contrepartie de ces politiques de prix : une **faible élasticité de la demande de gaz, en l'absence de signal invitant à réduire sa consommation**.

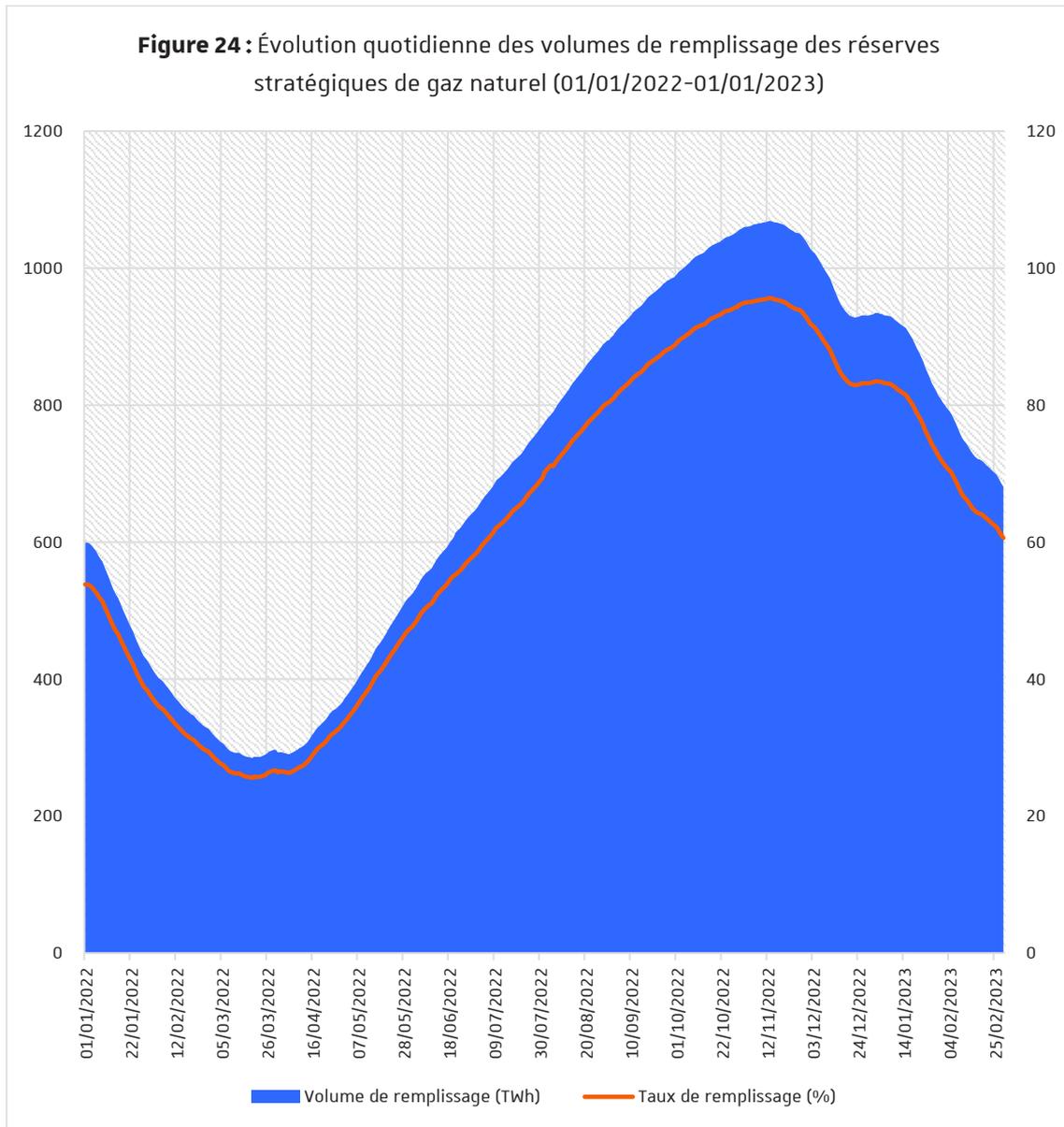
Néanmoins, si les ménages – premières victimes de la précarité énergétique – ont pu bénéficier en priorité de ces mesures, **les principaux consommateurs, dans l'industrie, s'approvisionnant directement sur le marché de gros, ont été les premières victimes de l'explosion de prix du gaz**. Des dizaines d'usines, face au mur des prix, ont dû fermer – du moins limiter leurs activités – à travers l'Europe (sidérurgie, chimie, agroalimentaire, etc.). Ces fermetures ont contribué malgré-elles à l'effort collectif, même s'il serait plus adapté de parler de *destruction* que de *réduction* de la demande.

En parallèle, la Commission a coordonné les efforts européens de remplissage des réserves stratégiques de gaz. Les États membres, préalablement au conflit ukrainien, ont poussé les négociants et sociétés privées à remplir leurs stocks de gaz, malgré la volatilité des prix sur le marché de gros. Ils ont été soutenus, dans cette démarche, par l'exécutif européen, avec une proposition (annoncée fin mars 2022) de réforme des règles européennes relatives au stockage du gaz. La Commission a proposé un objectif de 80 % de remplissage des réserves au 1<sup>er</sup> novembre 2022, puis 90 % les années suivantes ; il fut repris, entre autres, dans le

---

<sup>63</sup> Règlement (UE) 2022/1369 du Conseil du 5 août 2022 relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz.

règlement 2022/1032 sur le stockage de gaz<sup>64</sup>, instituant une véritable politique européenne en la matière. Par ailleurs, le texte a inclus les sites de stockage dans la liste européenne des infrastructures stratégiques, tandis que la Commission déclencha une **enquête sur les pratiques commerciales de Gazprom**, accusée d'avoir délibérément vidé les réserves nationales – avant le déclenchement du conflit – dont elle assurait l'exploitation.



Source des données : Gas Infrastructure Europe

<sup>64</sup> Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) no 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz.

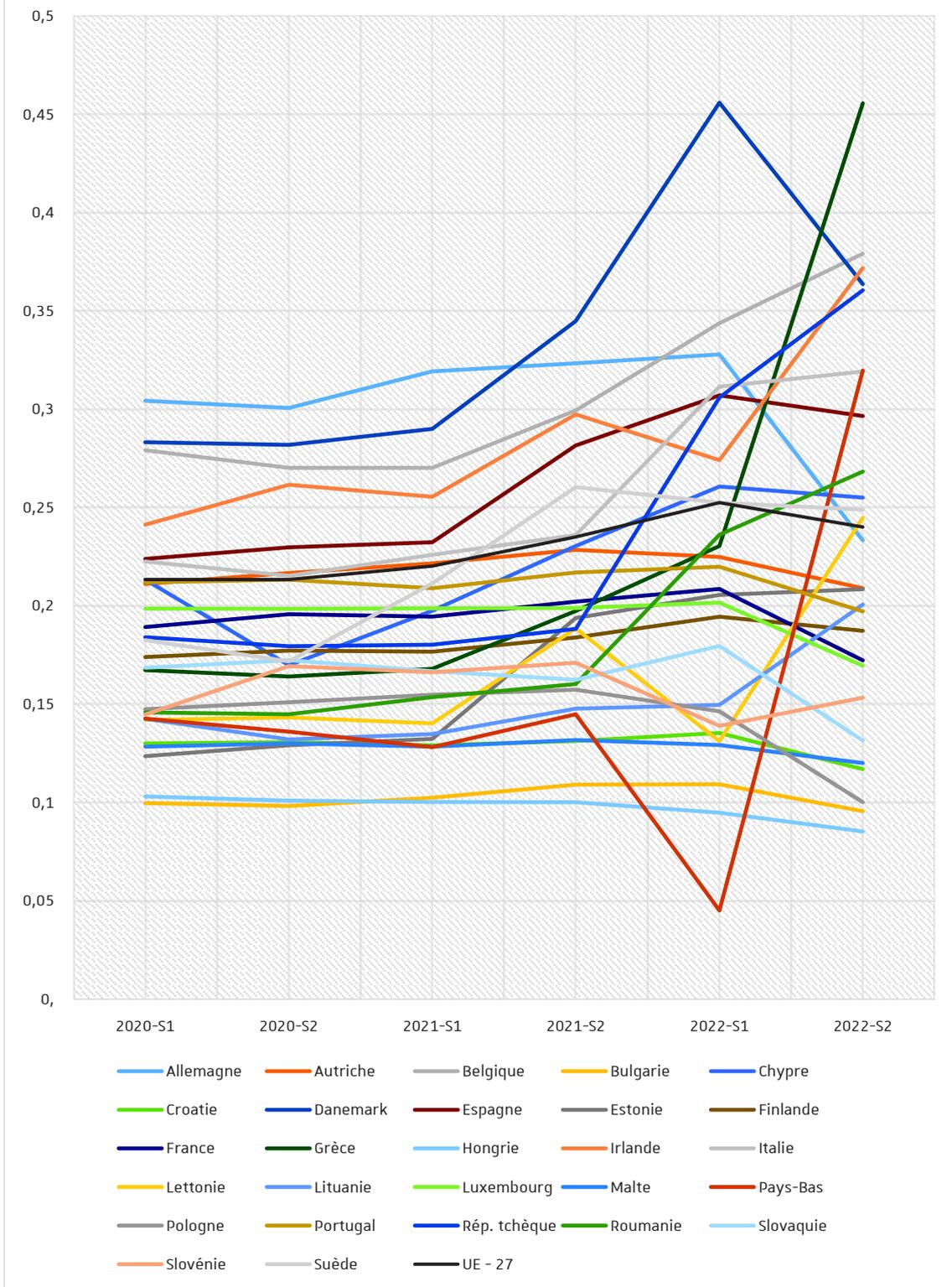
Enfin, la Commission a soutenu l'effort de remplissage des réserves en accueillant, à partir d'avril 2022, les réunions de la plateforme d'achats communs d'énergie de l'UE, visant à sécuriser l'approvisionnement en gaz naturel, en GNL et en hydrogène. Ce mécanisme, reposant sur le volontariat des États membres, dispose d'un double avantage : il permet un usage optimal, d'une part, **du poids politique et commercial de l'UE** (en évitant la dispersion des États membres sur les marchés mondiaux) **et des infrastructures gazières existantes de l'UE** (limitant les risques de surcapacités installées, avec la multiplication des projets d'infrastructures de GNL).

La **solidarité régionale entre États membres fut la dernière clé de cette politique** : le terminal méthanier du Havre, en France, pour l'importation de GNL expédié en Europe centrale, ou encore la mise à disposition partielle du terminal d'Eemshaven aux Pays-Bas pour la République tchèque sont autant d'illustrations de cette solidarité, cruciale pour surmonter la crise gazière.

## **2) – Une « boîte à outils » communautaire face à l'envolée des prix de l'énergie**

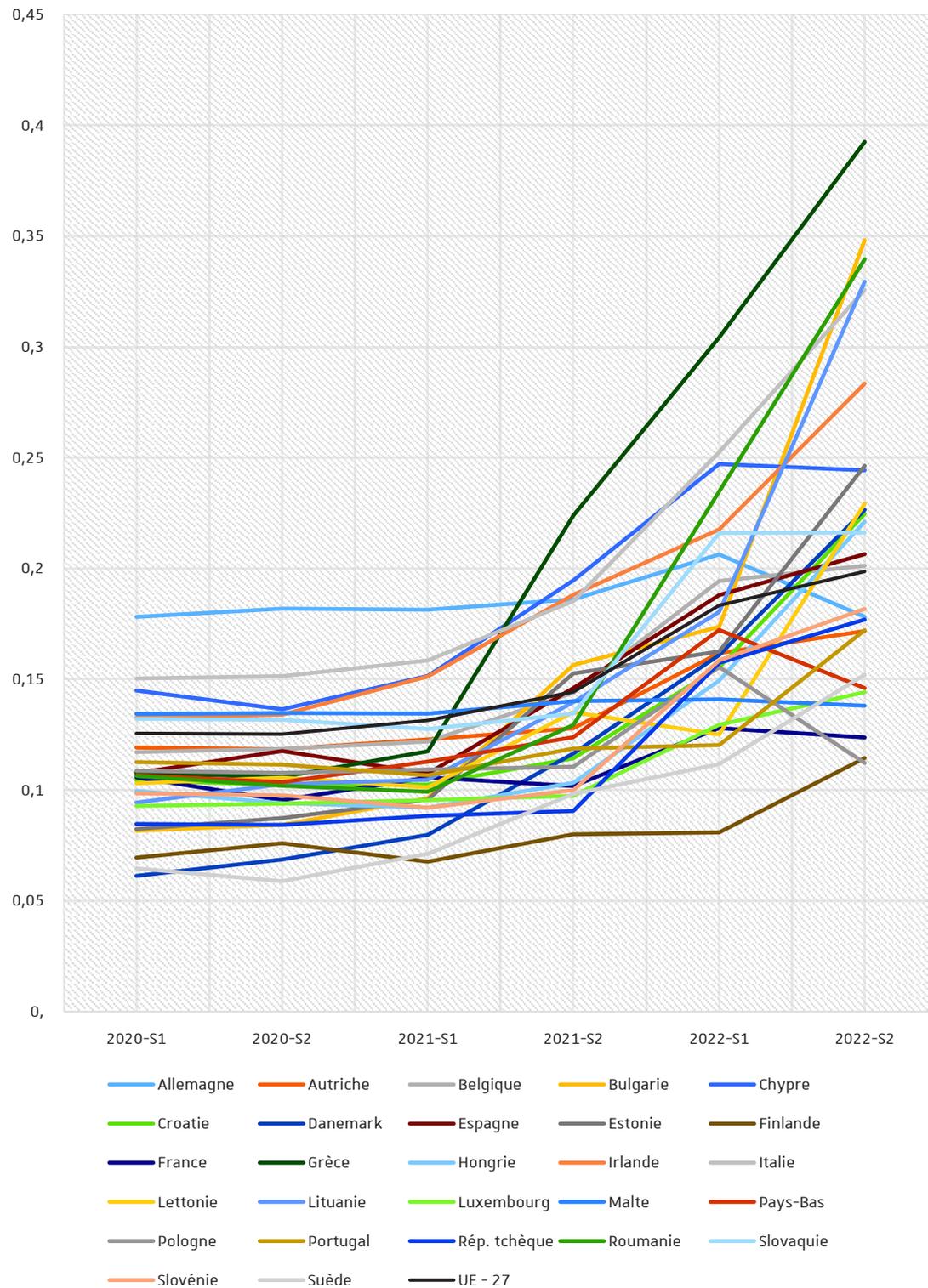
Dans un contexte d'inflation exceptionnelle en Europe – alimentée par l'explosion des prix de l'énergie – susceptible de provoquer une récession économique majeure, l'Union a cherché à agir rapidement, avant même le déclenchement du conflit en Ukraine. En octobre 2021, la Commission, par la voix de sa commissaire à l'Énergie, l'estonienne Kadri Simson, a présenté sa « boîte à outils » à destination des États membres. Cette dernière contient **plusieurs mesures, en adéquation avec la législation européenne**, que les États sont invités à reprendre, **pour limiter les conséquences des prix élevés de l'énergie**.

**Figure 25.1 :** Évolution semestrielle des prix de l'électricité (clients résidentiels) dans les États membres de l'UE (EUR/kWh, S1 2020-S2 2022)



Source des données : Eurostat

**Figure 25.2 :** Évolution semestrielle des prix de l'électricité (clients non résidentiels) dans les États membres de l'UE (EUR/kWh, S1 2020-S2 2022)



Source des données : Eurostat

**LÉGENDE**

Par clients « résidentiels », on entend les ménages, étant davantage susceptibles de bénéficier de prix règlementés de l'électricité. À l'inverse, les clients « non résidentiels » sont les entreprises et les administrations publiques, ces deux entités étant les premières concernées par l'envolée des prix de l'énergie.

Parmi ces mesures, la Commission rappelle que l'article 5 de la directive 2019/944<sup>65</sup> sur le marché intérieur de l'électricité (juin 2019) autorise les États membres, dans des circonstances exceptionnelles, à **fixer les prix de détail** pour les ménages et les microentreprises ; autrement dit, **les consommateurs les plus fragiles** face à l'envolée brutale des prix.

Par ailleurs, la Commission a fait plusieurs annonces vis-à-vis des États membres : elle a prévu de faire preuve de flexibilité sur les aides d'État, pour leur permettre de soutenir à court-terme les entreprises et agriculteurs ; les États membres ont la possibilité d'adopter des mesures fiscales temporaires sur les bénéfices exceptionnels de certaines entreprises ; enfin, la clause dérogatoire générale au Pacte de Stabilité et de Croissance, introduite pour faire face aux conséquences de la pandémie de Covid-19, a été prolongée. Enfin, la Commission a annoncé, début 2023, travailler sur une réforme structurelle de l'organisation du marché intérieur de l'électricité, afin de décorrélérer les prix du gaz et de l'électricité : réforme annoncée en mars 2023<sup>66</sup>.

## **B) – REPowerEU ou l'ambition d'un affranchissement définitif des énergies russes**

Outre les mesures de court-terme prévues dans la « boîte à outils » de la Commission, l'exécutif européen, face à la crise énergétique provoquée par l'invasion russe, a également **présenté en mai 2022 un plan d'action à long-terme, intitulé REPowerEU.**

---

<sup>65</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

<sup>66</sup> Cf. chapitre 3.

Les mesures de REPowerEU se déclinent en trois axes : **réduction de la demande d'énergie ; diversification de l'approvisionnement en gaz ; accélération du déploiement des énergies renouvelables**. Son objectif de fournir « *une énergie abordable, sûre et propre* » pour les Européens, en renonçant – entre autres – aux combustibles fossiles russes.

Premièrement, **pour réduire la demande d'énergie**, suivant l'adage « *la meilleure énergie, c'est celle qu'on ne consomme pas* », la Commission s'attache à mettre en avant le « **principe de primauté** » de l'efficacité énergétique, synonyme d'économies. Le plan renforce l'objectif contraignant de réduction de la consommation d'énergie du paquet *Fit for 55*, passant de -9 à -13 % à horizon 2030. Ces économies d'énergie ont vocation à concerner tous les secteurs : bâtiment, transport, énergie, etc. Par exemple, REPowerEU prévoit de doubler le rythme annuel d'installation de pompes à chaleur de l'UE, en plus de soutenir la rénovation thermique des bâtiments.

Deuxièmement, dans cette volonté d'affranchissement des énergies russes, **REPowerEU cherche à diversifier les approvisionnements en gaz** : en négociant auprès de nouveaux partenaires commerciaux (GNL en provenance des États-Unis et du Qatar, corridor gazier sud-européen, etc.), et en développant de nouvelles formes de gaz (hydrogène, biogaz). Par exemple, pour la production de biogaz (ou biométhane) à partir des matières organiques, le plan prévoit un doublement de l'objectif pour 2030, avec 35 milliards de mètres cubes produits annuellement. Pour l'hydrogène – indispensable à la décarbonation de l'industrie lourde – REPowerEU quadruple l'objectif visé pour 2030, ajoutant 15 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable produites annuellement aux 5,6 tonnes préalablement décidées pour 2030. La Commission soutient également les projets de partenariats internationaux pour l'hydrogène vert, comme le projet H2MED mené par les États méditerranéens.

Enfin, pour soutenir la transition énergétique à long-terme et se rapprocher de la souveraineté énergétique, **REPowerEU compte accélérer le déploiement des énergies renouvelables**. Le plan s'inscrit dans la continuité du paquet *Fit for 55*, qui prévoyait, pour l'éolien et le solaire, un doublement des capacités installées d'ici 2025, et un triplement d'ici 2030. Le plan

européen souhaite faciliter le développement de chaînes de valeur locales sur ces technologies propres, et l'octroi de permis nécessaires aux projets d'énergies renouvelables (cartographie des zones favorables à leur implantation par les États membres, simplification des procédures administratives, etc.).

Par ailleurs, **le financement du plan REPowerEU a fait l'objet d'un accord politique entre le Conseil et le Parlement européen en décembre 2022**, autorisant les États membres à inclure un chapitre « REPowerEU » au sein de leurs plans nationaux pour la reprise et de résilience<sup>67</sup>. Ainsi, les 225 milliards d'euros encore disponibles au titre de la Facilité pour la reprise et la résilience sont mobilisables pour soutenir la mise en œuvre de REPowerEU ; à cette somme s'ajoutent 20 milliards d'euros de nouvelles subventions, financées par la vente des quotas du système d'échange de quotas d'émission de droits à polluer (SEQE-UE), ou encore les réserves du fonds pour l'innovation.

---

<sup>67</sup> Plans de relance nationaux mis en œuvre dans les États membres après la pandémie de Covid-19, dans le cadre du plan de relance européen NextGenerationEU.

## Chapitre 2 – Des dépendances énergétiques problématiques : vis-à-vis de la Russie et de la Chine

### I) – La Russie : autopsie d'une (inter)dépendance piège

#### A) – Histoire des hydrocarbures russes en Europe

##### 1) – L'héritage de l'Union soviétique (années 1960-1991)

Pour comprendre les tenants et aboutissants de la crise énergétique que connaît l'Europe, l'étude de l'histoire continentale du siècle dernier nous offre de premières clefs de lecture. En effet, notre forte dépendance aux énergies russes, comme détaillée par le chapitre précédent – dont nous payons aujourd'hui le prix fort – ne s'est pas construite en un jour ; elle résulte d'un long processus historique, étalé sur plusieurs décennies, trouvant ses origines dans les années 1960.

Durant cette décennie, les Soviétiques sont parvenus à établir l'ampleur des gisements sibériens de gaz naturel en leur possession. Cependant, pour construire les gazoducs nécessaires à leur exploitation, **Moscou devait importer des tuyaux produits en Allemagne fédérale, dont les grands industriels cherchaient à sécuriser un approvisionnement fiable de gaz naturel bon marché, indispensable à leurs activités**<sup>68</sup>. Le principal d'entre-eux étant, de nos jours, le premier groupe chimique mondial : BASF (*Badische Anilin- & Soda-Fabrik*), véritable chef de file de l'industrie allemande pour convaincre les gouvernements successifs de garantir l'acheminement de gaz russe. Autrement dit, la principale porte d'entrée des énergies russes en Europe est à chercher en Allemagne : **Moscou avait la ressource, tandis que Bonn avait les technologies d'exploitation et les débouchés**. Par conséquent, alors que la Guerre froide entrait en phase de Détente – suite à la crise de Cuba (1962) – les deux pays ont développé leurs relations commerciales. En 1963, le pipeline Droujba, le plus long oléoduc au monde, transportant sur 4000km du pétrole russe vers l'Allemagne fut mis en service.

---

<sup>68</sup> Pour l'industrie, le gaz naturel revêt de multiples usages : chauffage, production d'électricité pour alimenter les usines, ou encore matière première en chimie (l'atome de carbone étant à la base de la chimie organique).

Et ce, **en dépit de l'opposition franche de Washington**, le Président John. F. Kennedy s'inquiétant (déjà !) auprès du Chancelier Konrad Adenauer du risque d'une dépendance énergétique trop forte de l'Allemagne vis-à-vis de l'URSS, en plein cœur de la Guerre froide. Quelques années plus tard, **le déploiement de l'Ostpolitik** du Chancelier social-démocrate nouvellement élu, Willy Brandt, franchit une étape supplémentaire dans le développement des relations énergétiques avec l'URSS. La signature du traité de Moscou (1970), première réalisation de *l'Ostpolitik*, fut accompagnée d'un accord pour l'extension du gazoduc *Soyouz* entre la Tchécoslovaquie et la RFA, jusqu'en Bavière.

**Ainsi, à partir des années 1970, les importations allemandes de gaz russe ont connu une progression régulière** : alors qu'à l'Est, les démocraties populaires – dont la RDA – étaient totalement dépendantes de l'URSS, à l'Ouest, la RFA s'est délibérément rapprochée de Moscou, attirée par son énergie accessible et peu coûteuse. Une énergie jugée d'autant plus sûre après les chocs pétroliers de 1973 et 1979, synonymes de prise de conscience de la dépendance pétrolière de l'Europe vis-à-vis du Moyen-Orient. À cette époque, il serait **davantage approprié de parler d'une relation d'interdépendance entre les deux parties** : l'Allemagne ayant besoin du gaz russe pour son industrie, l'URSS des tuyauteries allemandes pour l'exploitation des gisements.

**Toutefois, les États-Unis restent vigilants** : si le chancelier Helmut Schmidt parvint à convaincre Jimmy Carter d'autoriser la construction d'un second gazoduc, après l'instauration de la loi martiale en Pologne (1981), le Président américain nouvellement élu, Ronald Reagan, souhaita adopter des sanctions contre les importations de gaz russe. L'administration américaine est notamment inquiète – en pleine crise des Euromissiles – à l'idée que l'URSS puisse utiliser les devises fortes européennes (principalement les *Deutsche Mark*) issues des ventes d'hydrocarbures pour renforcer son potentiel militaire. Toutefois, les sanctions adoptées par Washington n'ont pas rencontré d'unanimité dans le camp occidental : au Royaume-Uni, Margaret Thatcher s'y opposa, pour protéger les entreprises britanniques impliquées dans les projets de gazoduc. Naturellement, le gouvernement d'Helmut Kohl, en RFA, fut le principal opposant, reprenant la politique dite de « changement par le commerce »

(*Wandel Durch Handel*), initiée durant les années 1970, selon laquelle commercer avec l'URSS faciliterait à terme sa démocratisation. Finalement, l'administration Reagan renonça aux sanctions, en échange d'une diversification des approvisionnements gaziers de l'Europe, au profit de la Norvège. Néanmoins, plusieurs historiens évoquent des plans de la CIA mis en œuvre durant les années 1980, pour saboter les gazoducs soviétiques en leur fournissant des pièces piégées<sup>69</sup> – en juin 1982, l'un d'eux explosa, contraignant les Soviétiques à inspecter tout le réseau, perturbant l'approvisionnement de l'Europe.

En parallèle, comme nous l'évoquions, **en Europe de l'Est, l'URSS s'attacha à tisser des liens de dépendance énergétique vis-à-vis des démocraties populaires.** Les hydrocarbures soviétiques **soutiennent la spécialisation des différentes économies nationales** (industrie en RDA et en Tchécoslovaquie, développement de la mécanisation dans l'agriculture en Pologne, Hongrie, Roumanie, etc.). Par ailleurs, le Kremlin n'hésite pas à utiliser ces liens de dépendance comme moyen de pression en cas de crise : lors de la répression du Printemps de Prague (1968), outre la décision d'envoyer ses troupes pour imposer une « normalisation », Moscou décida de réduire ses livraisons de pétrole et de gaz naturel à la Tchécoslovaquie. En 1991, en plein délitement de l'URSS, Mikhaïl Gorbatchev avait aussi utilisé le levier du gaz comme moyen de pression contre les Républiques séparatistes, notamment la Géorgie.

## **2) – Une (inter)dépendance perpétuée entre la Fédération de Russie et l'UE (1991-2022 ?)**

Après l'effondrement successif des démocraties populaires et de l'Union soviétique (1989-1991), à laquelle succéda la Fédération de Russie, la dépendance énergétique européenne vis-à-vis des énergies russes se perpétua ; elle s'est même aggravée, restant une menace sérieuse pour les pays d'Europe centrale et orientale (PECO), face à laquelle la réponse européenne fut contrastée.

---

<sup>69</sup> Notamment par l'installation de logiciels piégés.

**2.1) – L'aggravation de la dépendance aux hydrocarbures russes**

Certains auteurs tels que l'historien Francis Fukuyama ont parlé, avec l'achèvement de la Guerre froide, d'une « fin de l'histoire », imaginant un triomphe de la démocratie libérale à travers le monde et en conséquence une pacification des relations internationales. Sur la question de la dépendance européenne aux énergies russes, difficile de parler d'une « fin de l'histoire » après 1991 ; il n'est pas exagéré de parler d'accélération.

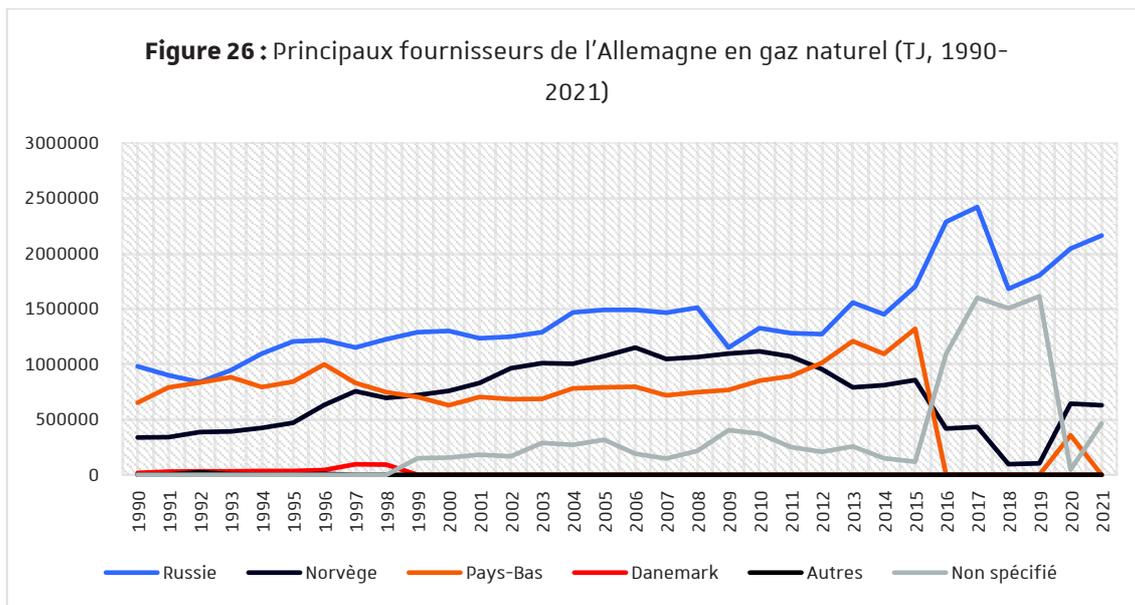
Durant les années 1990, après l'effondrement de l'URSS, la Russie a connu une période de **capitalisme sauvage**. De nombreux oligarques, à l'instar de Mikhaïl Khodorkovski, ancien PDG du pétrolier Ioukos, ont racheté à bas prix lors de ventes aux enchères différents gisements, parvenant ainsi à détourner une large majorité des ressources énergétiques russes à leur profit. Celles-ci ont échappé, pour un temps, au contrôle de l'ancien ministère soviétique du gaz – renommé Gazprom en 1989 – devenu une société anonyme privée en 1992.

Alors que le gouvernement de Boris Eltsine chercha à retrouver sa mainmise sur les exportations d'hydrocarbures, il **bénéficia de l'aide d'investisseurs privés occidentaux, menés par l'allemand Ruhrgas**, principal fournisseur de gaz naturel en Europe. Ruhrgas investit dans Gazprom, dans l'espoir d'y nettoyer la corruption. À cette fin, la société fut soutenue par ses clients désireux de garantir leur approvisionnement en gaz, comme BASF ; mais aussi par le gouvernement d'Helmut Kohl, souhaitant soutenir le gouvernement d'Eltsine en contrepartie de son accord pour la réunification allemande.

Avec l'arrivée de Vladimir Poutine à la Présidence de la Fédération de Russie (1999), auteur d'une thèse sur les ressources énergétiques (citée en introduction), la reprise en main du gouvernement russe sur la production d'hydrocarbures franchit un cap supérieur. **Poutine organisa la structuration du secteur énergétique russe** autour de quelques entreprises d'État, dont Gazprom (gaz naturel) et Rosneft (pétrole). Il plaça ses hommes forts (*siloviki*) à des postes clés, comme Alexeï Miller, à la tête de Gazprom depuis 2001 (sans interruption !), tout **en assurant la mainmise sur les ressources russes en s'attaquant aux oligarques**. Ainsi, Mikhaïl Khodorkovski, PDG du pétrolier Ioukos, fut arrêté puis dépossédé de son entreprise

en 2003. Par ailleurs, **Poutine se servit de la puissance financière de Gazprom pour museler l'opposition naissante** : Gazprom rachète les chaînes télévisées et stations de radio indépendantes. Ainsi, de nos jours, l'entreprise d'État possède ses propres chaînes de télévision, relais privilégiés de la propagande du Kremlin.

En parallèle, **au cours de la décennie 1990, la demande européenne de gaz augmenta**, notamment celle d'Allemagne. Après le protocole de Kyoto (1997), les centrales électriques à cogénération, disposant d'une meilleure efficacité énergétique que les centrales thermiques classiques<sup>70</sup>, et nécessitant du gaz naturel pour fonctionner, sont favorisées par les pouvoirs publics car moins émettrices de gaz à effet de serre. En outre, les grandes sociétés européennes comme BASF, inquiètes de la fragmentation de la production gazière en Russie – avant que Poutine ne reprenne la main – étaient d'autant plus désireuses de sécuriser leurs livraisons à long-terme.



Source des données : Eurostat

Ainsi, à partir de 2004, les grands groupes allemands menés par Ruhrgas et BASF ont négocié avec Gazprom pour l'accès aux gisements sibériens. Poutine et le chancelier Gerhard Schröder s'accordèrent sur la construction d'un « gazoduc de la Baltique » – renommé plus tard Nord Stream – débutée en 2005 et reliant directement l'Allemagne à la

<sup>70</sup> Autrement dit, celles uniquement au fioul ou au charbon, par exemple.

Russie, en contournant les pays de transit traditionnels (Pologne et Ukraine). Symbole de cette entente durable entre les intérêts germano-russes : le 9 décembre 2005, soit seulement 17 jours après son départ de la Chancellerie, Schröder fut nommé à la Présidence du Conseil de surveillance de Gazprom. Une nomination qui, malgré des oppositions disparates, fut aussi bien approuvée par la nouvelle Chancelière Angela Merkel que le parti social-démocrate (SPD), ou encore les investisseurs de Gazprom et les principaux industriels allemands. En outre, **les choix énergétiques de l'Allemagne, par la mise en œuvre de l'*Energiewende***, synonyme d'une montée en puissance des renouvelables (dont il faut compenser l'intermittence) couplée à une sortie du nucléaire<sup>71</sup> et une réduction progressive du charbon (réduction des capacités de production pilotables), **augmentent les besoins en gaz naturel pour la production d'électricité.**

En conséquence, **les projets d'infrastructures gazières russes se sont multipliés** : en septembre 2011, Nord Stream 1 fut inauguré. L'année suivante, les travaux du gazoduc South Stream, devant relier l'Europe à la Russie par la Mer Noire, furent lancés. Toutefois, ce projet fut abandonné en 2014, Bruxelles l'estimant contraire aux règles européennes de la concurrence. Il est alors remplacé par le Turkish Stream (ou Turk Stream), passant par l'Anatolie, complété en Turquie par le pipeline Tesla, permettant au gaz russe de rejoindre l'Europe centrale par les Balkans. Le Turk Stream entra en service en 2020.

**Le projet ayant suscité le plus de controverses est assurément Nord Stream 2**, un gazoduc jumeau de son prédécesseur, conçu dans l'objectif de doubler la capacité totale d'acheminement de gaz russe vers l'Allemagne<sup>72</sup>. Sa construction a débuté en 2018, s'achevant quelques semaines avant l'invasion russe de l'Ukraine, pour un montant global de 10 milliards d'euros. **Plusieurs États membres de l'UE ont émis des réserves, quand ils ne se sont pas franchement opposés à Berlin sur ce projet** : sans surprise, la Pologne, les pays Baltes, mais aussi la Suède, la Finlande, le Danemark (circonspects à l'idée d'autoriser le passage du

---

<sup>71</sup> Actée par une réforme de la loi atomique allemande de 2002, accélérée par Angela Merkel après l'accident nucléaire de Fukushima (2011), cf. chapitre 4.

<sup>72</sup> Capacité de Nord Stream 2 : 55 mmc de gaz naturel/an.

gazoduc dans leurs eaux territoriales), et même la France<sup>73</sup>. Toutefois – *bis repetita* – la **principale opposition est venue de Washington** : l'administration Trump, inquiète des ambitions géopolitiques russes, et à la recherche de débouchés européens pour sa production de GNL, a adopté de premières mesures de rétorsion en décembre 2019. Celles-ci autorisaient les États-Unis à sanctionner les entreprises (Shell, Engie, Uniper, etc.) et leurs responsables impliqués dans Nord Stream 2 (gel des avoirs, révocations des visas, etc.). Des sanctions étant parvenues à dissuader certaines entreprises, comme le suisse Allseas, de participer au projet.

**Néanmoins, les deux gazoducs Nord Stream ont pu être construits, en dépit des oppositions à leur rencontre.** Le rôle de l'ancien Chancelier allemand Gerhard Schröder, alors Président du comité de surveillance du groupe pétrolier Lukoil, devenu Président du Conseil d'administration de Gazprom en 2022, a été indispensable à leur réussite. Tirant parti de sa qualité d'ancien chef de gouvernement, **Schröder est parvenu à former un réseau d'anciens dirigeants européens au service des intérêts pétrogaziers russes.** Alors que Stockholm et Helsinki étaient inquiets d'un risque d'espionnage russe lors de la construction du premier gazoduc Nord Stream, Schröder parvint à convaincre les anciens Premiers ministres suédois Göran Persson<sup>74</sup> et finlandais Paavo Lipponen<sup>75</sup> de soutenir le projet auprès de leurs gouvernements respectifs. En Autriche, plusieurs personnalités se sont rapprochés de la Russie et de Gazprom, sous les hospices de Schröder : outre les anciens Chanceliers Christian Kern<sup>76</sup> et Wolfgang Schüssel<sup>77</sup>, l'ancienne ministre des Affaires étrangères Karin Kneissl<sup>78</sup> avait même invité Poutine à son mariage ! On peut enfin citer le cas de l'ancien Premier ministre français François Fillon qui, après sa défaite à l'élection présidentielle de 2017, fut nommé aux Conseils d'administration du groupes russes Sibur (pétrochimie) et Zarubeshneft (hydrocarbures), avant de démissionner, lui aussi, après l'invasion de l'Ukraine et le tollé

---

<sup>73</sup> Paris avait notamment signifié à Engie, une des parties prenantes du projet, qu'il était incohérent de soutenir la transition énergétique tout en investissant 987 millions d'euros dans le gazoduc.

<sup>74</sup> Reconverti consultant, en 2007, pour une société suédoise de consulting liée à l'énergéticien allemand EON, un des principaux actionnaires de Nord Stream.

<sup>75</sup> Recruté en 2008 par Gazprom.

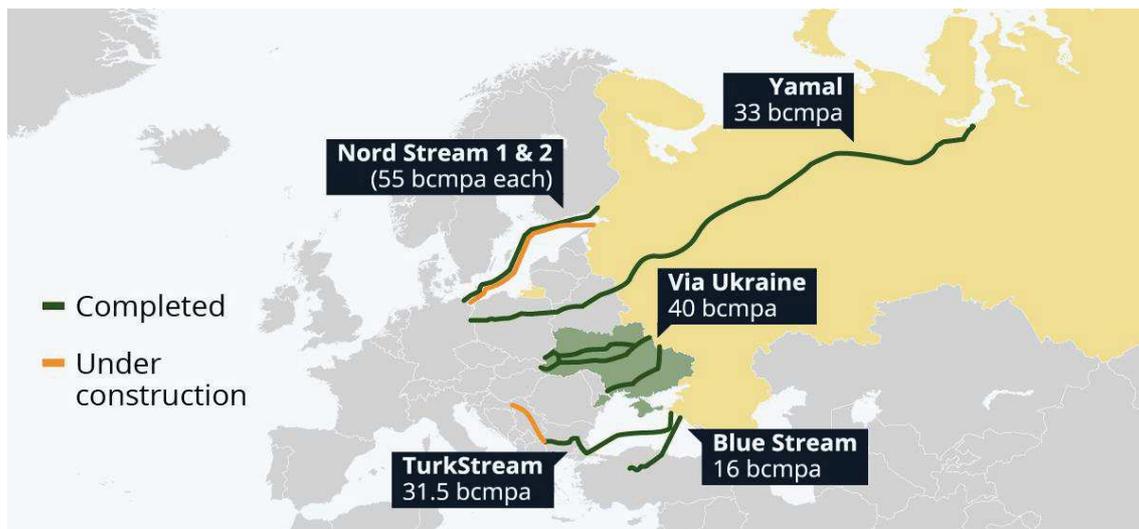
<sup>76</sup> Nommé au Conseil de surveillance des chemins de fer russes (RŽD), il a démissionné de son poste après l'invasion de l'Ukraine.

<sup>77</sup> Qui siégeait au Conseil d'administration de Lukoil, avant de démissionner lui aussi après l'invasion de l'Ukraine, après avoir tenté de se maintenir en poste.

<sup>78</sup> Nommée en 2021 au Conseil d'administration du pétrolier russe Rosneft, avant de démissionner en mai 2022.

suscité par sa proximité avec le Kremlin. Ainsi, l'une des causes à la dépendance énergétique russe, dont nous payons aujourd'hui le prix, est à chercher auprès de certains de nos anciens dirigeants européens, coupables d'avoir offerts leurs services et leur réseau à la diplomatie énergétique russe.

**Figure 27** : Carte des gazoducs reliant la Russie et l'Europe



Source de l'infographie : [Statista](#)

#### LÉGENDE

Les données sur le flux gaziers inscrites sur la carte sont exprimées en milliards de mètres cubes (mmc) transportés annuellement vers l'Europe en 2021.

## 2.2) – En dépit de multiples avertissements, ignorés

Au crépuscule de l'Union soviétique, alors que le délitement du bloc de l'Est avait débuté, le vice-ministre soviétique des Affaires étrangères Yuli Kvitsinsky et l'ancien ambassadeur soviétique en RFA Valentin Faline ont formulé la doctrine suivante, reprise par les derniers dirigeants soviétiques. Cette « doctrine Faline-Kvitsinsky » considère qu'en Europe centrale et orientale, l'influence militaire et politique de l'URSS serait à terme remplacée par la dépendance énergétique de ces pays vis-à-vis de Moscou, lui permettant

d'ambitionner une « finlandisation »<sup>79</sup> des PECO, prisonniers de leurs dépendances. **Autrement dit, les énergies russes remplaceraient l'idéologie marxiste-léniniste.**

Comme les différentes figures du premier chapitre l'ont souligné, la situation des PECO quant à leur dépendance énergétique russe est davantage problématique que celle des pays d'Europe occidentale. **Conscients de cette vulnérabilité, ces pays ont compté parmi les opposants les plus virulents aux projets d'infrastructures énergétiques russes en Europe.** En Pologne, l'ancien Ministre des Affaires étrangères Radosław Sikorski (2007-2014) estima que « *Nord Stream a été conçu dans le seul rôle de faire pression sur l'Europe centrale et orientale* », le tracé du gazoduc contournant les pays de transit habituel du gaz russe (Pologne et Ukraine), exposant ces derniers à une rupture brutale d'approvisionnement – tandis que l'Allemagne disposa de son propre accès à la ressource. Par ailleurs, au sujet de la prétendue interdépendance entre l'Allemagne et la Russie (Moscou utilisant les revenus pétrogaziers pour subventionner son économie), Radosław Sikorski parla d'une interdépendance « *du genre de celles qui existent entre les loups et les moutons* ». On peut également citer l'exemple du terminal méthanier de Klaipeda (Lituanie), baptisé « Indépendance », mis en service dès 2014 pour briser le monopole de Gazprom dans les pays Baltes.

Si les PECO sont aussi vindicatifs, il faut reconnaître que **plusieurs avertissements sur les risques d'une dépendance énergétique trop forte vis-à-vis de la Russie ont été ignorés en Europe.** Dès les années 1990, la Russie a brandi l'arme énergétique pour faire pression sur ses voisins : après le démantèlement de l'URSS, pour obtenir de l'Ukraine une part plus importante de la flotte soviétique de la Mer Noire, le gouvernement de Boris Eltsine a menacé de réduire les livraisons de gaz à son voisin. Un chercheur suédois, Robert L. Larsson, a identifié une cinquantaine de situations, durant les années 1990, où la Russie a fait pression sur son « étranger proche » avec l'arme énergétique<sup>80</sup>. Fin 2005, un gazoduc reliant la Russie à

---

<sup>79</sup> Le terme « finlandisation » étant une référence à la situation de la Finlande vis-à-vis de l'URSS après la Seconde Guerre mondiale, Moscou imposant à Helsinki une neutralité subie. Plus généralement, ce terme renvoie à la capacité d'une grande puissance à influencer la politique étrangère de ses voisins moins puissants.

<sup>80</sup> LARSSON Robert L., *Tackling Dependency: The EU and its Energy Security Challenges*, Agence de recherche du Ministère de la défense suédois, Stockholm, 10/2007, 80 p.

la Géorgie – quelques semaines après que Tbilissi ait refusé de le céder à Moscou – fut saboté, privant le pays de gaz en plein hiver. Tirant la sonnette d'alarme à destination des Européens, le Président géorgien d'alors, Mikheil Saakachvili, déclara au sujet de la Russie que « *Face à cette menace, le monde doit se réveiller. Après l'Ukraine et la Géorgie, cela peut toucher n'importe quel pays européen qui dépend de ce fournisseur irresponsable et imprévisible* » (janvier 2006). L'année suivante, en août 2007, Gazprom menaça la Biélorussie de couper son approvisionnement si elle ne réglait pas ses dettes dans les plus brefs délais : en trois jours, le gouvernement de Minsk céda à la pression.

Toutefois, le principal avertissement ignoré par l'Europe remonte aux années 2000 et aux crises gazières russo-ukrainiennes successives (2005-2006, 2007-2008, 2008-2009). Si les chocs pétroliers avaient révélé la dépendance européenne vis-à-vis du pétrole du Moyen-Orient, les crises gazières aurait dû provoquer une prise de conscience identique sur la dépendance au gaz russe. Opposant Moscou et Kiev – au travers de leurs entreprises d'État interposées, Gazprom et Naftogaz – ces crises ont provoqué d'importantes ruptures d'approvisionnement pour les PECO, la Russie ayant cessé d'alimenter les gazoducs transitant par l'Ukraine. Par exemple, durant la troisième crise gazière (2008-2009), en plein hiver, les livraisons de gaz à destination de la Roumanie (-75 %) et de l'Autriche (-90 %) se sont effondrées. La situation était d'autant plus problématique pour les PECO par l'absence d'interconnexions gazières avec l'Europe occidentale, empêchant la fourniture de GNL en substitution au gaz russe manquant.

Plus d'une décennie plus tard, en 2023, comment expliquer l'aveuglement de l'Europe sur le risque d'instrumentalisation de sa dépendance par la Russie ? **Principalement car à l'époque des crises gazières russo-ukrainiennes, Kiev – et non Moscou – était sur le banc des accusés.** Différents scandales de corruption entourant l'intermédiaire ukrainien, Naftogaz, ont entaché la confiance des Européens, et renforcé l'argumentaire de Gazprom, accusant l'Ukraine de s'enrichir aux dépens des Européens, en détournant ses propres livraisons de gaz russe – à tarif préférentiel – pour les revendre à un prix plus élevé.

**Symbole de la confiance aveugle des Européens en la Russie :** en 2015, en dépit des crises gazières, le gouvernement allemand a autorisé la vente des réserves stratégiques de gaz du groupe BASF à Gazprom – Berlin sous-traitant ainsi la gestion d’une infrastructure sensible à une puissance étrangère ! Les mêmes réserves qui, depuis l’été 2021, ont soigneusement été vidées par Gazprom, atteignant un niveau historiquement bas lors du déclenchement de l’invasion de l’Ukraine en février 2022<sup>81</sup>.

### **2.3) – Depuis l’invasion de l’Ukraine, les combustibles russes à la recherche de nouvelles voies**

Le premier enseignement à tirer du conflit ukrainien est la prise de conscience complète (enfin !) des Européens vis-à-vis de leur double dépendance russe : non seulement aux hydrocarbures, mais aussi aux infrastructures énergétiques (on l’a vu par le manque de terminaux de regazéification du GNL en Europe centrale et orientale). Si les Européens, comme évoqué au chapitre précédent, ont diversifié leurs approvisionnements gaziers pour sortir du piège russe, comment Moscou perçoit-il la situation ? Selon les prévisions de l’Agence internationale de l’énergie<sup>82</sup>, la part de la Russie dans le marché mondial du gaz naturel passera de 30 % en 2021 à 10 à 15 % en 2030. **Par son recours du chantage énergétique, Moscou a gravement terni sa réputation de fournisseur fiable.**

En revanche, en dépit des trains successifs de sanctions occidentales, **la rente énergétique russe s’est maintenue à flot**, Moscou ayant compensé la baisse des volumes exportés par l’explosion des prix. La Russie a aussi trouvé de nouveaux débouchés pour ses hydrocarbures, principalement en Asie. Pour écouler sa production de pétrole, Moscou a offert des décotes allant jusqu’à 35 % ! La flotte de tankers russes – renforcée depuis 2022 et la redirection des exportations d’hydrocarbures vers l’Asie – a ainsi été mobilisée pour fournir, en toute opacité, la Chine, la Malaisie, l’Inde, Singapour, etc.

---

<sup>81</sup> « *Nous surveillons la situation des niveaux de stockage et elle est certainement inquiétante* », annonçait le 9 février 2022 (deux semaines avant l’invasion de l’Ukraine) le ministère fédéral de l’Économie et du Climat allemand. Le volume de remplissage des réserves était alors tombé à 35 %, contre 40 % quelques semaines auparavant et 82 % en 2020 à la même période.

<sup>82</sup> AGENCE INTERNATIONALE DE L’ÉNERGIE, *World Energy Outlook 2022*.

## B) – Le nucléaire russe, la dépendance oubliée

### 1) – Rosatom, un acteur dominant à l'international...

Depuis février 2022, l'attention médiatique s'est principalement focalisée sur la dépendance européenne aux hydrocarbures russes ; à raison, car celle-ci est la plus flagrante pour le grand public. Par exemple, les images des fuites de méthane dans la Mer Baltique après le sabotage des gazoducs Nord Stream (septembre 2022) ont marqué les esprits. Toutefois, **une autre dépendance, plus complexe à saisir mais tout aussi pernicieuse, a été occultée : celle à l'industrie nucléaire russe et son acteur dominant, le conglomérat Rosatom.** Fondée en 2007 sous l'égide de Poutine, l'Agence fédérale de l'énergie atomique (Rosatom) est un véritable mastodonte. Actuellement, elle rassemble plus de 400 entreprises russes, pour un total d'environ 275 000 employés. Conçue pour centraliser l'ensemble de l'industrie nucléaire russe sous une même bannière, Rosatom a des responsabilités bien plus étendues que ses homologues étrangers. Dans les faits, l'agence supervise la totalité des activités nucléaires en Russie, aux fins civiles comme militaires.

**Figure 28 :** Attributions de Rosatom et équivalence en France

| <b>Attributions de Rosatom en Russie</b>                                      | <b>Structure assurant la même mission en France</b>   |
|---|---|
| Sécurité et sûreté nucléaire  | Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) |
| Recherche   | Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies renouvelables (CEA)                           |
| Construction, maintenance, exploitation et démantèlement des sites nucléaires | Framatome, EDF  |
| Gestion du cycle du combustible nucléaire                                     | Orano, Framatome  |
| Gestion des déchets nucléaires  | Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)                                |
| Entretien de la dissuasion nucléaire  | Armée française   |

À l'international, Rosatom est le fer de lance de la « diplomatie nucléaire » du Kremlin, ciblée vers les pays émergents, désireux de se tourner vers l'atome pour répondre à la demande croissante d'énergie liée à leur développement économique.

Au 1<sup>er</sup> juillet 2022, sur 53 réacteurs nucléaires en construction dans le monde, 20 le sont par Rosatom (dont trois en Russie)<sup>83</sup>, dans des pays variés (Égypte, Inde, Chine, Bangladesh, Turquie, Slovaquie, Iran, etc.). Sur 440 réacteurs en activité dans le monde, 80 sont de conception russe (VVER). Le conglomérat du nucléaire russe est ainsi parvenu à **devenir un acteur incontournable sur un marché oligopolistique, en développant une offre commerciale redoutable**, promettant la livraison de centrales nucléaires « clefs en main » aux pays clients. L'offre de Rosatom comprend, outre la construction, la maintenance, le démantèlement des centrales, la fourniture en combustible, et même la prise en charge des coûts financiers par l'émission de prêts par des banques partenaires. Par exemple, pour la centrale nucléaire d'Akkuyu (Turquie), la Sberbank a prêté à une filiale de Rosatom 400 millions de dollars afin de financer le chantier. Cette offre « clefs en main » a fait de Rosatom un acteur très compétitif, prisé des pays émergents, premières cibles de la stratégie d'influence de Moscou. Enfin, **sur le plan technologique, Rosatom bénéficie d'une certaine avance sur ses concurrents**. Signalons, pour l'anecdote historique, que la Russie – au temps de l'URSS – fut le premier pays au monde à raccorder une centrale nucléaire au réseau d'alimentation électrique, avec le réacteur d'Obninsk (1954), dans l'oblast de Moscou. Quelques décennies plus tard, en 2016, Rosatom a mis en service à la centrale de Novovoronej (Russie) le premier réacteur de génération III+ dans le monde<sup>84</sup>, le VVER-1200. Aujourd'hui, ce modèle de réacteur est le principal proposé à l'export par Rosatom. Enfin, la Russie possède la première centrale nucléaire flottante au monde, baptisée *Akademik Lomonosov*, entrée en activité en 2019 et située en mer de Sibérie orientale, afin d'alimenter en électricité ces territoires isolés.

## 2) – ... et en Europe

**Sans surprise, si Rosatom est un acteur incontournable à l'international, il l'est tout autant en Europe.** En 2022, sur les 104 réacteurs en activité dans l'Union européenne, 20 d'entre-eux sont de type VVER. Pour ces réacteurs, Rosatom assure au moins partiellement la

---

<sup>83</sup> WORLD NUCLEAR REPORT, *World Nuclear Industry Status Report 2022*.

<sup>84</sup> De la même génération que l'EPR (Flamanville, Olkiluoto, Taishan) et son successeur en développement, l'EPR 2.

maintenance, et fournit le combustible nucléaire. Ces 20 réacteurs VVER en service en Europe ont un point commun : construits entre les années 1970 et 2000, ils sont **tous situés en Europe centrale et orientale, dans l'ancienne sphère d'influence de l'Union soviétique** (si l'on inclut la Finlande). Dans ces pays (Hongrie, Roumanie, Slovaquie, etc.), le nucléaire représente la majeure partie de leur mix électrique. Ainsi, **une part conséquente de l'électricité produite en Europe centrale et orientale dépend des technologies nucléaires russes** – une dépendance notable et difficile à résoudre.

Toutefois, **la présence européenne de Rosatom ne se limite pas à la partie orientale du Vieux Continent** : en France, plusieurs entreprises nationales ont scellé des accords avec Rosatom. En 2016, EDF et Rosatom se sont entendues sur un accord de coopération scientifique et technique pour améliorer la sécurité des centrales russes. Par ailleurs, Framatome (composante du groupe EDF) a signé en 2020 un accord avec le consortium russe sur le projet de centrale nucléaire de Béléné<sup>85</sup>, en Bulgarie. Enfin, EDF a pendant plusieurs années collaboré – jusqu'à l'invasion de l'Ukraine – avec TENEX, une filiale de Rosatom, capable de réenrichir l'uranium de retraitement (URT), collaboration sur laquelle nous reviendrons. Enfin, Rosatom travaille avec d'autres sociétés françaises : l'énergéticien Engie, ou encore Veolia.

**Figure 29** : État du parc nucléaire dans l'Union européenne (2022)

| <b>Pays</b>  | <b>Nombre de réacteurs en activité</b> | <b>Puissance installée (MW)</b> | <b>Âge moyen du parc (années)</b> | <b>Part dans la production d'électricité (%)</b> | <b>Nombre de réacteurs en construction</b> |
|--------------|--|---------------------------------|-----------------------------------|--|--|
| UE           | 104                                    | 101 958                         | 36,4                              | 25,3   | 3  |
| France       | 56                                     | 61 370                          | 37,1                              | 71   | 1  |
| Espagne      | 7                                      | 7 121                           | 37,4                              | 20,8   |  |
| Belgique     | 7                                      | 5 942                           | 42,3                              | 50,8   |  |
| Suède        | 6                                      | 6 882                           | 40                                | 30,8   |  |
| Rép. tchèque | 6*                                     | 3 934                           | 31                                | 36,6   |  |
| Finlande     | 5 (2*)                                 | 4 394                           | 34,7                              | 32,8   |  |
| Hongrie      | 4*                                     | 1 916                           | 37                                | 46,8   |  |

<sup>85</sup> La centrale nucléaire de Béléné avait fait l'objet d'un accord préalable en 2006 entre Rosatom et Sofia. Toutefois, en février 2022, le gouvernement bulgare a décidé de renoncer définitivement au projet.

### Le nucléaire russe, la dépendance oubliée

|           |    |       |      |      |   |
|-----------|----|-------|------|------|---|
| Slovaquie | 4* | 1 868 | 30,3 | 52,3 | 2 |
| Allemagne | 3  | 4 055 | 34   | 11,9 |   |
| Bulgarie  | 2* | 2 006 | 32,8 | 34,6 |   |
| Roumanie  | 2* | 1 300 | 20,5 | 18,5 |   |
| Slovénie  | 1  | 688   | 40,7 | 36,9 |   |
| Pays-Bas  | 1  | 482   | 49   | 3,1  |   |

Source des données : World Nuclear Industry Status Report 2022

#### LÉGENDE

Les données de l'édition 2022 du *World Nuclear Industry Status Report* sont en date du 1<sup>er</sup> juillet 2022. Depuis, l'Allemagne a fermé ses trois derniers réacteurs en service (Emsland, Isar 2 et Neckarwestheim 2) le 15 avril 2023. La Belgique, quant à elle, a fermé les deux réacteurs de Doel 3 (septembre 2022) et Tihange 2 (janvier 2023), pour un total de 5 réacteurs encore en activité.

Les nombres de réacteurs marqués d'un « \* » sont de conception russe (VVER), dont la maintenance et l'approvisionnement en combustible sont assurés par Rosatom. En Finlande, sur les 5 réacteurs en activité en 2022 (EPR d'Olkiluoto inclus), 2 sont de type VVER.

### 3) – Les poupées russes d'une dépendance insoluble ?

Comme les paragraphes précédents l'ont laissé entendre, la filière nucléaire russe est implantée de longue date en Europe. **Ainsi, s'affranchir de toute dépendance énergétique à la Russie suppose de s'attaquer également au nucléaire.** Toutefois, parler de « dépendance » vis-à-vis du nucléaire est particulièrement complexe : contrairement aux énergies fossiles, pour lesquelles la dépendance se limite principalement à l'approvisionnement en combustible fossile (charbon, gaz naturel, pétrole, etc.), **la dépendance appliquée au nucléaire est plurielle.** Autrement dit, il n'est pas seulement question d'approvisionnement en uranium ; mais aussi de **maîtrise des technologies critiques**, qu'il s'agisse de celles liées au cycle du combustible nucléaire et au développement des capacités de production nucléaires. **Nous pourrions parler d'une dépendance en forme de « poupées russes » : une dépendance peut en cacher une autre.**

### 3.1) – Sur le cycle du combustible nucléaire

#### **ENCADRÉ 4 – LE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE**

Le **combustible nucléaire**, produit à partir d'uranium enrichi, est utilisé dans le cœur des réacteurs pour permettre la réaction de fission nucléaire, libérant la chaleur utilisée pour produire de l'électricité. Le **cycle du combustible** se définit par l'ensemble des étapes d'extraction, de fabrication, de retraitement et de recyclage du combustible.

1. **Extraction et concentration :** le minerai d'uranium peut contenir jusqu'à 200kg d'uranium par tonne. Une fois extrait, il est dissous puis traité chimiquement pour prendre la forme d'une poudre jaune, appelée *yellow cake*. Seule une infime partie de l'uranium extrait peut produire une réaction de fission : 0,7 % (uranium 235) alors que la grande majorité (uranium 238) n'est pas utilisable (99,3 % du minerai extrait).
2. **Conversion et enrichissement :** pour produire la réaction de fission, il faut enrichir l'uranium 235, pour une concentration de 3 à 5 % dans le combustible. Le *yellow cake* est converti en gaz dans des centrifugeuses, séparant les isotopes 235 et 238, pour augmenter la concentration d'isotope 235. Une fois enrichi, l'uranium est récupéré pour fabriquer le combustible.
3. **Assemblage du combustible :** l'uranium enrichi est transformé en pastilles d'oxyde d'uranium, puis inséré dans des crayons de combustible, réunis en faisceaux.
4. **Production d'énergie dans le réacteur :** un flux de neutrons permet de briser les atomes d'uranium 235, suscitant une réaction en chaîne, libérant de la chaleur évacuée par un flux d'eau sous pression. L'eau transformée en vapeur, elle actionne une turbine générant de l'électricité.
5. **Remplacement du combustible usé :** tous les quatre ans, le combustible usé est changé. Il contient 96 % de matières valorisables (95 % d'uranium de retraitement, 1 % de plutonium) et 4 % de déchets ultimes. Après un passage en piscine de refroidissement, pour réduire la chaleur et la radioactivité, le combustible est traité, en France, dans l'usine Orano de La Hague (Normandie), pour séparer la partie valorisable des déchets ultimes.
6. **Recyclage des matières valorisables et conditionnement des déchets ultimes :** le plutonium est recyclé pour produire un nouveau type de combustible, dit MOX, utilisé dans certains réacteurs français. L'uranium de retraitement (URT) est stocké dans des piscines de refroidissement, dans l'attente d'être réenrichi, ou d'être utilisé comme uranium appauvri dans les réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération, encore à l'état de projet.

Les déchets ultimes font l'objet d'une vitrification. Piégés dans une matrice de verre, ils ont vocation à être stockés à très-long terme dans des sites construits en formation

géologique profonde, à l'image d'Onkalo (Finlande) ou du projet Cigéo à Bure (France). Dans cette attente, en France, ils sont stockés au site d'Orano à La Hague.

7. **À long terme, deux options possibles** : enfouir définitivement les matières valorisables, ou ambitionner de fermer le cycle du combustible, en développant une filière de renchérissement du combustible usé, ce qui est – pour le moment – à la portée technologique d'un nombre restreint de pays. Cette dernière solution est notamment promue par la France.

**N.B.** : cet encadré s'appuie sur des éléments propres à la filière nucléaire française et européenne. On s'appuie notamment sur l'exemple d'un réacteur de la filière à eau pressurisée (REP), la plus répandue en Europe.

Ainsi, parler de « dépendance » vis-à-vis de l'énergie nucléaire, nécessite dans un premier temps de comprendre le fonctionnement du cycle du combustible. Il n'est pas seulement question d'acheminement d'uranium extrait à l'étranger ; **à chaque étape du processus, il existe un risque de dépendance étrangère.**

Or, **Rosatom maîtrise l'ensemble de la chaîne de valeur du combustible nucléaire**, de la mine à l'usine de renchérissement de l'uranium appauvri. Selon Euratom (cf. figure 14), en 2021, environ 19,69 % de l'uranium utilisé dans l'UE provenait de Russie, troisième fournisseur derrière le Niger (24,26 %) et le Kazakhstan (22,99 %). Dans le cas du Kazakhstan<sup>86</sup>, il faut toutefois rappeler qu'il est enclavé géographiquement, les livraisons d'uranium à destination de l'UE devant transiter par la Russie.

Une fois le minerai d'uranium acquis, passons à la **conversion** : pour cette étape, Rosatom assure 25 % du marché européen (40 % au niveau mondial). Pour le marché de **l'enrichissement**, ces chiffres s'établissent à 31 % au niveau européen, et 46 % au niveau mondial<sup>87</sup>. Pour l'étape suivante, la **fabrication du combustible**, Rosatom assure l'assemblage du combustible pour les réacteurs VVER, situés en Europe centrale et orientale ; les réacteurs d'Europe occidentale ne sont donc pas directement concernés.

---

<sup>86</sup> Comme de l'Ouzbékistan, un fournisseur moindre.

<sup>87</sup> Au sujet de l'enrichissement, une autre dépendance à la Russie pourrait se poser : les réacteurs nucléaires de quatrième génération (encore à l'état de projet) nécessiteraient un uranium enrichi à 20 % (contre 3 à 5 % dans les réacteurs actuels), que seul Rosatom est capable de fournir actuellement.

Toutefois, sur dernière étape, celle du recyclage des matières valorisables, la Russie possède actuellement un monopole. TENEX, une filiale de Rosatom, possède en Sibérie la seule usine au monde capable de renchérir l'uranium déchargé des réacteurs nucléaires, permettant de fermer le cycle du combustible. Si EDF, propriétaire de l'URT issu des centrales françaises, affirme avoir cessé toutes relations d'affaires avec TENEX (Rosatom) depuis février 2022, ce n'est pas le cas d'Orano, l'entreprise française en charge du cycle du combustible. Jusqu'en octobre 2022, Orano a envoyé de l'uranium issu de combustible usé en Russie. La France, contrairement aux PECO, est autonome vis-à-vis de Rosatom pour l'amont du cycle<sup>88</sup> ; toutefois, il existe une dépendance pour l'aval du cycle.

Sur ce sujet aussi, la guerre en Ukraine a favorisé une prise de conscience. Plusieurs projets pour s'affranchir de cette dépendance à la Russie sont en cours de réflexion. Fin 2022, EDF, Orano et l'américain Westinghouse ont entamé des discussions pour l'installation d'une usine similaire à celle de TENEX en Europe occidentale. Le projet, s'il aboutit, prendrait une dizaine d'années ; en attendant, l'URT est stocké, en France, sur le site d'Orano Pierrelatte (Drôme).

### 3.2) – Sur le développement des capacités nucléaires européennes

Outre la maîtrise des technologies critiques et des capacités industrielles nécessaires au cycle du combustible nucléaire, il existe également une dépendance vis-à-vis de la Russie sur la construction, la maintenance et l'exploitation des centrales nucléaires, existantes comme en projet. Depuis février 2022, en parallèle des trains successifs de sanctions adoptés envers Moscou, plusieurs ONG et certains gouvernements d'États membres de l'UE ont appelé à évincer Rosatom des projets de construction ou d'extension des sites nucléaires en Europe. Par exemple, en mai 2022, le consortium Fennovoima<sup>89</sup> a décidé de rompre son contrat avec Rosatom pour la construction de la centrale d'Hanhikivi, dans le nord de la Finlande.

---

<sup>88</sup> En France, l'uranium naturel est importé du Niger, du Kazakhstan, d'Ouzbékistan et d'Australie. Il est converti puis enrichi par Orano sur les sites de Malvési (Aude) et du Tricastin (Drôme). Le combustible est lui assemblé par Framatome.

<sup>89</sup> Détenu aux deux tiers par des entreprises finlandaises, un tiers par Rosatom.

L'industriel russe aurait dû y construire son réacteur phare à l'export, le VVER-1200, avant que la guerre en Ukraine et les incertitudes en découlant fassent capoter le projet.

Malgré ce revers – qu'il convient de nuancer, Rosatom ayant obtenu un dédommagement financier devant les tribunaux – **la Russie reste engagée dans des projets nucléaires européens, en dépit de l'invasion de l'Ukraine.** En Hongrie, le Premier ministre Viktor Orbán, réputé proche du Kremlin, avait annoncé en 2014 – au retour d'un voyage à Moscou – que Rosatom serait chargée du chantier de rénovation de l'unique centrale nucléaire du pays, à Paks, assurant la moitié de la production d'électricité hongroise : un contrat attribué sans le moindre appel d'offres international. Baptisé « Paks-II », ce chantier visant à prolonger la durée de vie des quatre réacteurs existants tout en ajoutant deux nouveaux réacteurs VVER-1200, n'est rien de moins que le plus grand projet industriel de l'histoire du pays ! **Malgré l'éclatement du conflit ukrainien, la Hongrie a maintenu le projet en l'état ;** en août 2022, l'autorité compétente magyar a accordé le permis de construire à Rosatom.

Rappelons, outre les prises de position favorables de Viktor Orbán vis-à-vis du Kremlin, les **forts liens énergétiques existants entre les deux pays.** En 2021, selon Eurostat (cf. figure 12), 95 % du gaz naturel importé en Hongrie provenait de Russie<sup>90</sup>. En septembre 2022, Budapest a annoncé la signature d'un contrat de fourniture sur 15 ans, à tarif préférentiel, avec Gazprom. Selon certains observateurs, face à la perte de valeur de la monnaie nationale, le forint, et l'inflation galopante en Hongrie, il apparaît que Viktor Orbán est attaché à maintenir des prix de l'énergie faibles, pour satisfaire sa base électorale. **Et ce, quitte à s'inscrire dans une dépendance énergétique (voulue) durable vis-à-vis de Moscou, hydrocarbures comme nucléaire.**

### 3.3) – L'angle mort des sanctions occidentales

En conséquence, **Rosatom est un acteur indispensable au bon fonctionnement de la filière nucléaire en Europe,** notamment pour les centrales situées dans la partie orientale du

---

<sup>90</sup> Le plus fort taux pour un État membre de l'UE, entre autres.

continent, assurant pour leurs États membres respectifs une part non négligeable de leur production d'électricité. Par conséquent, plus que pour n'importe quelle autre source d'énergie, **il est difficilement envisageable pour les Européens d'adopter des sanctions contre la filière nucléaire russe.** Et ce, malgré la participation de Rosatom à l'effort de guerre russe, par l'occupation des sites nucléaires ukrainiens comme la centrale de Zaporijjia.

**À l'heure actuelle, aucune sanction européenne n'a été prise envers Rosatom, en dépit de quelques appels isolés.** En avril 2022, le Parlement européen a voté une résolution favorable à l'instauration d'un embargo sur les combustibles fossiles (gaz naturel, pétrole, charbon) et le combustible nucléaire russes. Un an plus tard, en avril 2023, le vice-chancelier allemand Robert Habeck appelait la Commission européenne à inclure le nucléaire russe dans les prochaines sanctions. Or, si pareille proposition était évoquée par l'exécutif européen, il y a fort à parier que **les PECO dépendants de Rosatom** (Hongrie, Roumanie, Slovaquie, Bulgarie, etc.) **voire la France s'y opposeraient.**

Pour certains de ces États, leur dépendance vis-à-vis de la Russie est telle qu'outre le refus de nouvelles sanctions, **ils ont nécessité la mise en œuvre d'exemptions ponctuelles aux sanctions d'ores et déjà en vigueur.** Par exemple, malgré la fermeture de l'espace aérien européen aux avions russes décidée en février 2022, du combustible nucléaire assemblé par Rosatom a été livré par voie aérienne en Hongrie et en Slovaquie. En dépit des restrictions sur l'entrée des citoyens russes en Europe, des personnels qualifiés de Rosatom sont présents en Bulgarie, en Hongrie, ou encore en Slovaquie, pour fournir l'assistance technique indispensable au fonctionnement des réacteurs VVER.

Ces États, inquiets du risque d'aggravation de la crise énergétique posé par de nouvelles sanctions, sont également confrontés au **problème de « l'inertie » inhérente à l'énergie nucléaire.** À la différence des énergies fossiles traditionnelles, où il est relativement aisé de changer de fournisseur, pour le combustible nucléaire, la tâche est bien plus ardue. **Seul un cercle très fermé de pays fournisseurs peuvent prétendre se substituer à Rosatom,** à moyen-terme : essentiellement les États-Unis, et dans une moindre mesure, la Corée du Sud et la France, à condition de développer leurs capacités d'enrichissement et d'assemblage du

combustible. Par ailleurs, à long-terme, ces États d'Europe centrale et orientale, comme la France, comptent sur le **développement de leurs capacités nucléaires pour atteindre leurs objectifs de décarbonation** ; rappelons que le nucléaire a été inclut dans la taxonomie « verte » européenne en juillet 2022, au titre d'énergie de « transition »<sup>91</sup>.

Toutefois, **l'absence de sanctions ne protège pas Rosatom d'une remise en cause de sa domination**. Outre l'annulation du contrat pour la centrale d'Hanhikivi en Finlande, la Suède a rompu l'année dernière un contrat d'importation d'uranium. Par ailleurs, Rosatom pâtit du volet financier des sanctions occidentales<sup>92</sup>, impactant directement sa capacité de financement à l'international. Enfin, victime d'une perte de confiance, l'industriel russe est susceptible de voir sa part diminuer sur les marchés de l'amont du cycle du combustible (enrichissement et assemblage) ; une opportunité pour les sociétés occidentales. **Plusieurs projets industriels rivaux à Rosatom sont en cours de réflexion**. Par exemple, en France, Orano souhaite développer les capacités d'enrichissement de son usine Georges Besse II située sur le site du Tricastin. La société anglo-germano-néerlandaise Urenco prévoit également de renforcer ses capacités. Outre-Atlantique, l'américain Westinghouse avait commencé à fournir en combustible dès 2014 certains réacteurs VVER ukrainiens, similaires à ceux en service en République tchèque ; toutefois, cela pose le **risque d'une nouvelle dépendance vis-à-vis des États-Unis**.

Si l'on peut se réjouir de la multiplication des projets permettant d'affranchir la filière nucléaire européenne de sa dépendance à Rosatom, il faut cependant souligner la **nécessité impérieuse d'une volonté politique forte pour la réussite de ces projets**. Ces derniers étant très coûteux<sup>93</sup>, les États membres doivent afficher leur intention claire de ne plus jamais vouloir faire affaire avec Rosatom, ce qui enverra un signal fort aux industriels européens, disposés à engager ces lourds investissements à condition d'être certains de les rentabiliser.

---

<sup>91</sup> Cf. chapitre 3.

<sup>92</sup> Gel des avoirs des banques russes, déconnexion du système interbancaire SWIFT, etc.

<sup>93</sup> Par exemple, le coût du projet d'extension des capacités d'enrichissement de l'usine Georges Besse II d'Orano au Tricastin est estimé entre 1,3 et 1,7 milliard d'euros, pour une mise en service progressive entre 2028 et 2030.

## II) – La Chine : un « rival systémique » en constante progression

Comme les pages précédentes l'auront laissé supposer, la Russie est un partenaire de longue date dans le paysage énergétique européen ; ce n'est pas le cas de la Chine, dont l'irruption sur les marchés européens de l'énergie est un phénomène relativement récent. En revanche, ces deux acteurs ont un point commun : ils ont tissé des liens de dépendance énergétique avec l'Union. **Pour la Russie, il s'agit d'une dépendance ancienne à ses énergies (hydrocarbures et nucléaire); pour la Chine, d'une dépendance matérielle et technologique croissante.**

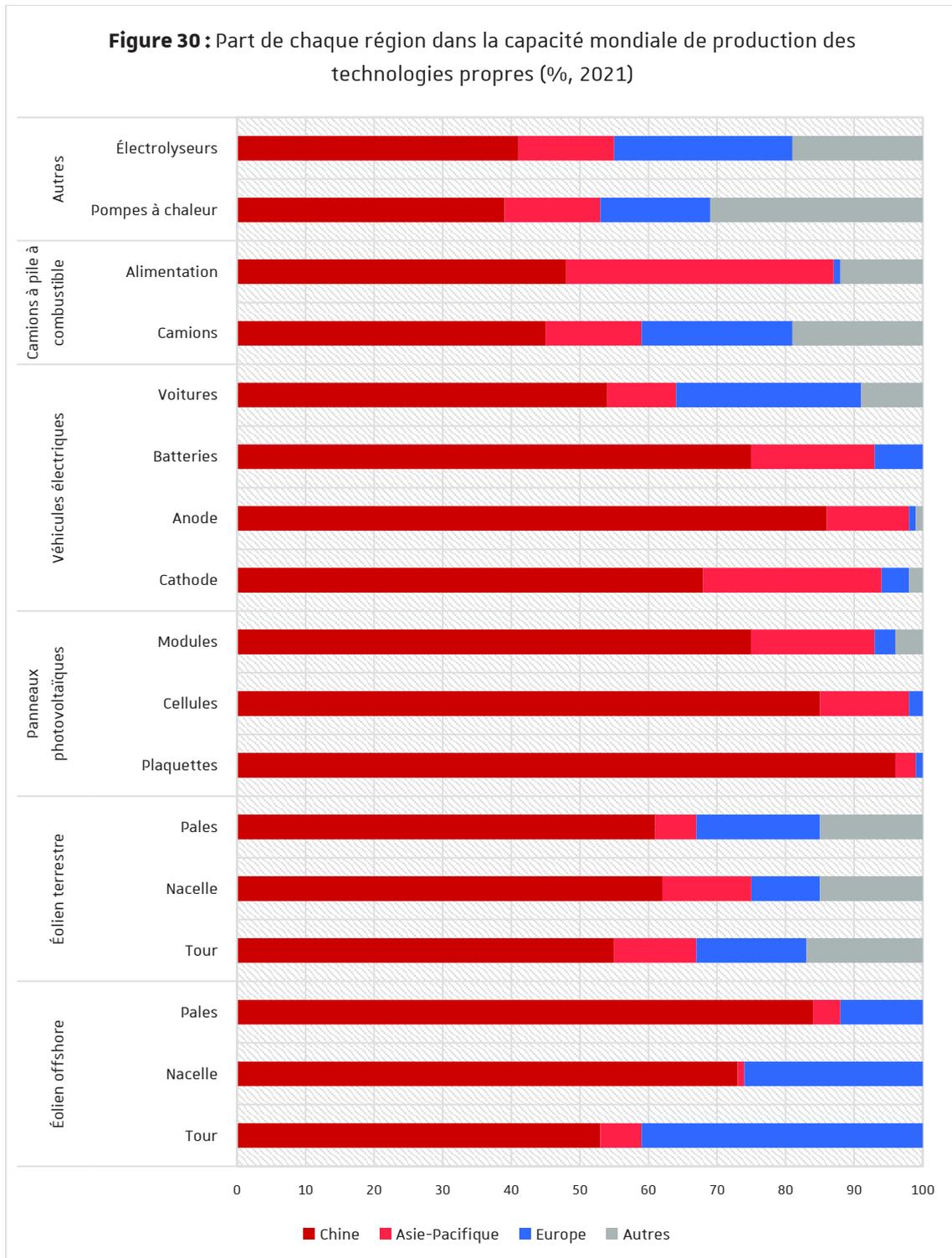
Depuis mars 2019, la terminologie officielle européenne qualifie la Chine de « rival systémique »<sup>94</sup> ; néanmoins, celle-ci est parvenue à prendre position dans le paysage énergétique européen, devenant un acteur incontournable dans plusieurs États membres. Or, si les conséquences immédiates de la guerre en Ukraine ont contraint les Européens à concentrer leur attention sur l'émancipation vis-à-vis des énergies russes, **pour s'affranchir de leur dépendance à la Chine, seule une stratégie de long-terme peut porter ses fruits, tant le défi à relever est considérable.**

---

<sup>94</sup> La Chine est considérée comme « *un partenaire de coopération avec lequel l'UE partage des objectifs étroitement intégrés, un partenaire de négociation avec lequel l'UE doit trouver un juste équilibre sur le plan des intérêts, un concurrent économique dans la course à la domination technologique et un rival systémique dans la promotion d'autres modèles de gouvernance* » (Communication conjointe du Parlement européen, du Conseil européen et de la Commission européenne, 12/03/2019).

## A) – Une position hégémonique sur les chaînes de valeur de la transition énergétique

### 1) – L'écrasante domination des technologies propres *Made In China*



Source des données : Agence internationale de l'énergie, Energy Technology Perspectives 2023

« *Quand la Chine s'éveillera... le monde tremblera* » aurait prophétisé Napoléon en 1816, avant que la formule ne soit reprise en 1973 dans l'essai éponyme d'Alain Peyrefitte. En matière de transition énergétique, la Chine ne s'est pas seulement éveillée : **depuis le début des années 2000, elle a acquis une avance technologique considérable sur ses concurrents**, principalement européens et nord-américains. Pour certaines filières, il n'est pas exagéré de parler d'hégémonie, comme la production de panneaux photovoltaïques.

Les autres technologies ne sont pas en reste : pour les véhicules électriques, 86 % de la production mondiale d'anode, 68 % de celle de cathode<sup>95</sup>, et 75 % pour celle de batteries est d'origine *Made In China*. Seules quelques technologies échappent à la mainmise de Pékin, tout en conservant une position centrale : pour les pompes à chaleur (39 % de la production mondiale) et les électrolyseurs<sup>96</sup> (41 %). Toutefois, même sur ces technologies, **l'Europe apparaît comme un acteur de second rang dans la production mondiale** (16 % pour les pompes à chaleur, 26 % pour les électrolyseurs). Les rares technologies sur lesquelles l'UE peut espérer, à court-terme, faire jeu égal avec la Chine, concernent essentiellement l'éolien, voire la production d'électrolyseurs.

Comment expliquer cette position hégémonique acquise par la Chine ? Principalement pour deux raisons. Tout d'abord, **les (très) ambitieux objectifs climatiques fixés par l'État-parti** : neutralité carbone en 2060 – seulement 10 ans après l'échéance européenne – après un pic d'émissions de GES atteint en 2030. Au vu des efforts titanesques de décarbonation requis, pour un pays dont 56 % de la production d'électricité provenait encore du charbon en 2022<sup>97</sup>, ces objectifs ont considérablement stimulé l'essor des industries chinoises des énergies renouvelables. Un essor facilité par la seconde explication : **la nature même du système politico-économique chinois**, où le recours à la planification par le PCC<sup>98</sup> – au travers des plans quinquennaux successifs<sup>99</sup> – et les liens connexes entre l'État chinois et ses entreprises

---

<sup>95</sup> Composants nécessaires au bon fonctionnement d'une batterie.

<sup>96</sup> Dispositifs utilisés pour la production d'hydrogène à partir de l'eau.

<sup>97</sup> Administration nationale de l'énergie chinoise.

<sup>98</sup> Parti communiste chinois.

<sup>99</sup> Outre les plans quinquennaux, il faut aussi mentionner l'efficacité de certains plans annexes, comme le programme *Made in China 2025*. Lancé en 2015 par le Premier ministre Li Keqiang, il a permis de renforcer la qualité et la valeur ajoutée des productions chinoises, en investissant massivement dans la recherche et l'innovation sur des filières économiques porteuses, dont la transition énergétique.

publiques (octroi de subventions, direction des choix d'investissement, etc.) ont contribué significativement à l'émergence de véritables « champions nationaux ». **Ces grandes entreprises chinoises sont devenues des adeptes du « saut de grenouille »** : plutôt que de perdre leur énergie à rattraper leur retard sur les technologies existantes, elles investissent massivement dans l'innovation et les prochaines générations de technologies, offrant à Pékin une avance indéniable sur ses rivaux.

Parmi ces technologies d'énergie propre, **la Chine excelle particulièrement dans deux filières : l'énergie solaire et l'hydroélectricité**. Pour la première, **l'industrie solaire chinoise écrase toute concurrence internationale**. Selon l'Agence internationale de l'énergie, en 2021 (cf. figure 30), pour les composants des panneaux photovoltaïques, 96 % de la production mondiale de plaquettes de silicium, 85 % des cellules photovoltaïques, et 75 % des modules photovoltaïques étaient fabriqués en Chine. À l'échelle du continent asiatique (Chine incluse), ces chiffres atteignent respectivement 99 %, 98 % et 93 %. L'Europe fait pâle figure : pour les mêmes composants, elle compte seulement pour 1 %, 2 % et 3 % de la production mondiale. Plus généralement, en 2005, la Chine représentait 7 % de la production mondiale de panneaux photovoltaïques ; une part de marché multipliée par 10 en 16 ans (70 % en 2021) !

La domination de la Chine dans les technologies de l'énergie solaire découle d'une **volonté politique remontant au début des années 2000**. Sous la Présidence de Hu Jintao (2003-2013), l'énergie solaire fut incluse dans la liste des sept « secteurs stratégiques émergents » bénéficiant d'un soutien massif de l'État chinois. Selon l'Agence internationale de l'énergie<sup>100</sup>, depuis 2011, la Chine a investi plus de 50 milliards de dollars (!) dans la filière, permettant la création de 300 000 emplois.

**La production chinoise de panneaux solaires est essentiellement concentrée dans la région turcophone du Xinjiang**, riche en quartz (nécessaire au polysilicium utilisé dans les

---

<sup>100</sup> AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Rapport spécial sur les chaînes d'approvisionnement mondiales pour l'énergie solaire*, 08/2022.

composants des panneaux<sup>101</sup>) et en charbon (permettant de produire à bas coût l'électricité alimentant l'industrie locale). Pour soutenir la compétitivité de son industrie, le pouvoir central chinois a souhaité rassembler géographiquement la production pour la faire profiter d'économies d'échelle. Toutefois, **cette compétitivité à toute épreuve du photovoltaïque Made In China trouve des explications moins glorieuses**. Les entreprises implantées au Xinjiang (Suntech, JinkoSolar, Hoshine...) sont les premières bénéficiaires de la politique de répression de la minorité musulmane ouïghoure, contrainte au travail forcé dans les chaînes de production des panneaux solaires chinoises. D'où la volonté, portée en Amérique du Nord et en Europe par certains élus comme le français Raphaël Glucksmann, d'instaurer un « devoir de vigilance » envers ces sociétés et leurs pratiques.

Par ailleurs, **la Chine dispose d'une expertise reconnue internationalement dans l'hydroélectricité**. « *La Chine est aujourd'hui la plus grande puissance hydroélectrique mondiale* », selon le chercheur français Franck Galland, auteur de *Guerre et eau. L'eau, enjeu stratégique des conflits modernes* (Robert Laffont, 2021). Par sa vaste superficie d'environ 9,5 millions de km<sup>2</sup> – comparable à un continent – incluant le Tibet, dont les sources alimentent les fleuves du Brahmapoutre, de l'Indus, du Yangtsé et du fleuve Jaune, la Chine a su tirer profit de sa géographie propice au développement de l'hydroélectricité.

Si la volonté politique de Pékin de développement de l'énergie solaire est relativement récente, celle en faveur de l'hydroélectricité est bien plus ancienne : dès le Moyen-Âge, les Empereurs chinois s'appuyaient sur des conseillers hydrauliciens. Après son arrivée au pouvoir en 1949, Mao Zedong a supervisé la mise en œuvre de grands programmes hydrauliques pour répondre à la demande d'électricité, nécessaire pour moderniser un pays coincé à l'époque féodale jusqu'à la seconde moitié du XX<sup>ème</sup> siècle. Symbole de ce volontarisme : l'immense barrage des Trois-Gorges, situé sur le fleuve Yangtsé, plus grande centrale hydroélectrique au monde par sa puissance installée (22 500 MW<sup>102</sup>).

---

<sup>101</sup> Selon l'AIE, 60 % du polysilicium chinois était produit au Xinjiang en 2020.

<sup>102</sup> Soit l'équivalent de la production de 14 réacteurs nucléaires EPR comme celui de Flamanville (1600 MW) !

Toutefois, le filière hydroélectrique chinoise ne se limite pas à la demande intérieure : **elle est à la conquête d'autres parts de marché à l'international, y compris en Europe.** En témoigne l'annonce, en 2019, d'une offre publique d'achat (OPA) sur *Energias de Portugal* (EDP)<sup>103</sup> par le groupe étatique chinois *China Three Gorges* (CTG), suscitant l'ire des États-Unis, inquiets d'une telle prise de position, dans un opérateur impliqué de surcroît dans des projets d'énergies renouvelables outre-Atlantique. Une OPA rejetée quelques semaines plus tard par les actionnaires d'EDP, sonnait comme un avertissement pour la filière hydroélectrique européenne, dont l'énergéticien portugais est à la pointe. Toutefois, les deux entités, EDP et CTG, ont maintenu leur collaboration, notamment sur le développement de projets hydroélectriques en Amérique latine.

## **2) – L'insoluble dépendance aux matières premières critiques chinoises ?**

### **2.1) – Un nombre restreint d'acteurs sur le marché des métaux...**

Quel est le point commun entre le marché mondial des hydrocarbures et celui des métaux<sup>104</sup> ? Leur faible nombre d'acteurs, la production étant concentrée dans quelques pays, pour satisfaire une demande mondiale. **Au temps de la transition énergétique, ces deux marchés connaissent une évolution asymétrique** : si les hydrocarbures sont voués au déclin, en raison de l'amenuisement des gisements et la nécessité d'atteindre les objectifs climatiques, le marché des métaux, composants indispensables aux technologies de la transition énergétique, connaît un essor sans précédent. Dans son ouvrage *The New Map. Energy, Climate and the Clash of Nations* (Penguin Press, 2020) évoqué en introduction, l'historien Daniel Yergin parle d'une transition de « *grandes sociétés pétrolières aux grandes sociétés extractrices* » pour satisfaire les besoins inhérents à la transition et à l'électrification des usages.

---

<sup>103</sup> EDP est l'opérateur historique d'électricité (producteur et fournisseur) du Portugal, l'équivalent d'EDF en France.

<sup>104</sup> Par facilité de lecture, nous parlerons de « métaux » : toutefois, les expressions « métaux rares » « métaux critiques » ou encore « matières premières critiques » (MPC) sont des synonymes.

**Figure 31 :** Liste de métaux utilisés dans les technologies de la transition énergétique

| <b>Technologie</b>                       | <b>Métaux nécessaires</b>  |
|--|--|
| Véhicules électriques (batterie incluse) | Lithium, graphite, manganèse, molybdène, cobalt, cuivre, lithium, nickel, terres rares |
| Piles à combustible                      | Platine, palladium, rhodium  |
| Éolien en mer                            | Aluminium, cuivre, nickel, néodyme, terres rares                                       |
| Panneaux photovoltaïques                 | Aluminium, cuivre, argent, silicium  |

**LÉGENDE**

Si l'éolien en mer est davantage efficace que son équivalent terrestre, il est aussi plus gourmand en métaux critiques, nécessitant la fabrication d'aimants suffisamment puissants pour maintenir l'éolienne en cas de vents violents.

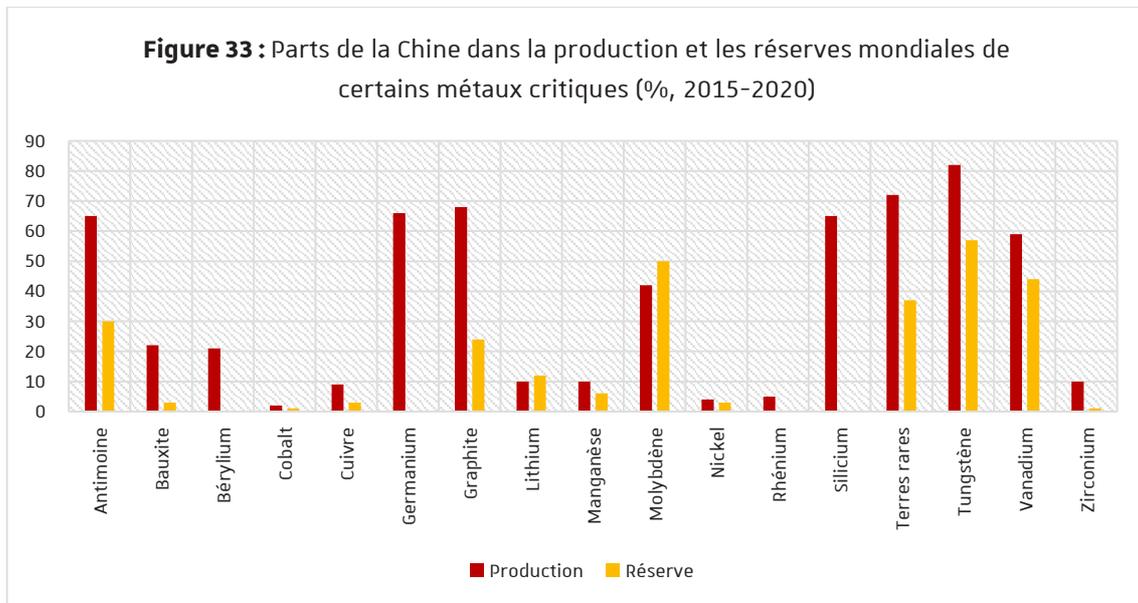
Comme nous l'évoquons, **les activités d'extraction et de raffinage de ces métaux sont concentrées dans seulement quelques pays**. Certains d'entre-eux, dont la Chine, bénéficient d'une production variée de plusieurs minerais ; d'autres sont spécialisés sur un minerai particulier, comme la République démocratique du Congo (RDC) ou encore le Brésil.

**Figure 32 :** Principaux pays producteurs des métaux nécessaires à la transition énergétique

| <b>Pays</b>    | <b>Métaux produits</b>  |
|----------------|---|
| Chine          | Antimoine, germanium, graphite, lithium, molybdène, silicium, terres rares, tungstène, vanadium |
| États-Unis     | Béryllium, cuivre, germanium, molybdène   |
| Afrique du Sud | Manganèse, palladium, platine   |
| Chili          | Cuivre, lithium, rhénium  |
| Australie      | Bauxite, lithium, zirconium   |
| Russie         | Antimoine, nickel, platinoïdes  |
| RDC            | Cobalt  |
| Brésil         | Niobium   |

## 2.2) – Sur lequel la Chine exerce une domination sans partage

« Le Moyen-Orient a du pétrole, la Chine a les métaux rares », aurait déclaré en 1992 Deng Xiaoping, le père de l'essor économique chinois et des « Quatre Modernisations ». Trois décennies plus tard, cette citation a des allures de prophétie : parmi le nombre restreint de pays producteurs de métaux critiques, la Chine exerce une domination sans partage. Selon l'Agence internationale de l'énergie<sup>105</sup>, Pékin extrait sur son territoire environ la moitié de la production mondiale de métaux critiques, bénéficiant d'une production diversifiée comprenant les métaux les plus spécifiques comme le néodyme, utilisé par les industries de la défense et de la transition énergétique pour la fabrication d'aimants. La Chine maîtrise de surcroît l'ensemble de la chaîne de valeur, incluant les activités de raffinage<sup>106</sup>.



Source des données : Institut américain de veille géologique

### LÉGENDE

Les données pour la production mondiale correspondent à la période 2015-2020 ; celles des réserves seulement pour l'année 2020.

<sup>105</sup> AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Rapport spécial sur le rôle des métaux critiques dans la transition énergétique*, 05/2021.

<sup>106</sup> Dans la chaîne de valeur des métaux critiques, il existe deux étapes indispensables : l'extraction du minerai (dans lequel sont contenus des métaux en relative quantité, selon la qualité du gisement) et le raffinage (les métaux étant extraits du minerai pour être réutilisés). Pour cette dernière, selon l'AIE, en 2019, la Chine contrôlait 35 % des activités mondiales de raffinage du nickel, entre 50 et 70 % pour le lithium et le cobalt, et près de 90 % (!) pour les terres rares.

Cette mainmise de la Chine sur les marchés mondiaux des métaux trouve plusieurs explications. D'une part, **pour sécuriser son approvisionnement en minerai précieux, elle peut compter sur ses propres dotations naturelles** : elle possède plusieurs gisements d'importance au Xinjiang, comme dans le sud du pays. Par ailleurs, **Pékin a mené depuis le début des années 2000 une stratégie d'internationalisation à succès** : au rythme des plans successifs (stratégie *Go Global*, programme des « Nouvelles Routes de la Soie » depuis 2013), les sociétés d'État chinoises sont parvenues à s'implanter dans plusieurs pays producteurs de minerai. Ces entreprises publiques, soutenues par le gouvernement central, ont pu recourir à plusieurs stratégies : investissements directs à l'étranger (IDE), développement de nouveaux projets miniers dans les pays producteurs, coentreprises, octroi de prêts, acquisitions ou prises de participation dans des sociétés locales et internationales, etc. Dans le cadre de la « Chinafrique », Pékin a soutenu ses efforts sur le continent africain, multipliant les prises de position minières en Afrique du Sud (platinoïdes) ou encore en RDC<sup>107</sup> (cobalt). La Chine a également investi pour garantir ses approvisionnements en lithium et cuivre (Australie, Argentine, Pérou, Chili). Résultat de cette vaste politique d'internationalisation : **Pékin occupe une position écrasante sur le marché mondial des métaux « électriques »**, utilisés pour les technologies de stockage de l'électricité (batteries, piles à combustible).

D'autre part, la Chine est devenue **le leader mondial des activités de raffinage de métaux**. Elle a bénéficié des retombées de l'ouverture économique, à partir de années 1980 : les délocalisations de grandes sociétés occidentales de raffinage vers la Chine, à la recherche d'une main d'œuvre qualifiée et peu coûteuse, ont permis au pays de développer sa propre filière. Un développement soutenu par Pékin, le gouvernement central étant prêt à assumer les externalités environnementales des activités de raffinage (importante consommation d'eau à retraiter, pollution de l'air, etc.). **Ces efforts conjugués ont permis, en l'espace de deux décennies, l'établissement d'une base de production solide.**

---

<sup>107</sup> En République démocratique du Congo, la Chine serait parvenue à contrôler plus de la moitié de la production de cobalt, un succès notable.

### 3) – Les sociétés chinoises à l’assaut du marché européen

#### 3.1) – Une multiplication des prises de position dans l’Europe de l’énergie

Fortes de leur position dominante sur les marchés mondiaux de la transition énergétique, les entreprises chinoises ont naturellement cherché des débouchés sur le marché européen, réputé pour son ouverture, alors que le Vieux Continent réhaussait ses objectifs ambitieux de décarbonation, synonymes de demande croissante pour les technologies et métaux chinois.

Dans un premier temps, la Chine a cherché à multiplier ses prises de position dans l’Europe de l’énergie, dans l’espoir de neutraliser l’éventuelle émergence d’une filière européenne capable de rivaliser. Tout d’abord, en s’attaquant à la principale filière industrielle de la transition énergétique : celle des énergies renouvelables. En témoigne, comme nous l’évoquons précédemment, l’échec de la tentative d’OPA du groupe *China Three Gorges* sur *Energias de Portugal*, leader dans la filière hydroélectrique, en 2018. Dans l’éolien, les velléités chinoises ont davantage été couronnées de succès : le rachat d’une usine du danois Vestas, spécialiste de l’éolien en mer, par *Titan Wind Energy* (2012) a permis à la Chine d’acquérir de l’expérience et de combler son retard dans la filière. En parallèle, les sociétés chinoises ont multiplié les prises de position dans les parcs éoliens européens, qu’ils soient situés en Allemagne<sup>108</sup> ou en Grèce<sup>109</sup>.

Par ailleurs, l’énergie nucléaire n’échappe pas à la convoitise de Pékin : en 2017, lors de la restructuration du groupe français Areva, le groupe *China General Nuclear Power Corporation* (CGN) essaya d’entrer au capital de la société, sans succès. Néanmoins, CGN est engagé dans certains projets liés à l’atome en Europe : depuis 2013, le groupe chinois collabore avec EDF dans le projet d’extension de la centrale d’Hinkley Point, au Royaume-Uni. Ce projet, dénommé « Hinkley Point C », comprenant la construction de deux réacteurs EPR, est cofinancé par EDF aux deux tiers (65,5 %) et CGN (33,5 %), pour un montant total estimé à

---

<sup>108</sup> En 2016, CTG a racheté 80 % des parts de la coentreprise WindMW, spécialisée dans l’éolien offshore et propriétaire du parc Meerwind situé en Mer du Nord, d’une capacité de 288 MW. La vente de ces parts, acquises pour 1,6 milliard d’euros auprès de l’allemand Blackstone, a été validée par le gouvernement d’Angela Merkel.

<sup>109</sup> En 2017, *China Energy Investment Corporation* (CEIC) a acquis 75 % des trois plus grands parcs éoliens grecs, pour un montant d’environ 3 milliards d’euros.

24,5 milliards d'euros lors de la signature de l'accord de financement (2015). En échange de sa participation financière, la Chine aura la possibilité de construire son propre réacteur Hualong-1<sup>110</sup> au Royaume-Uni : en février 2022, la conception du réacteur a été validée par l'autorité de sûreté et l'agence environnementale britanniques.

Enfin, les efforts chinois ciblent une dernière entité : **les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité européens**, ce qui pose des enjeux importants de souveraineté pour les États membres. *State Grid Corporation of China* (SGCC), le plus grand gestionnaire de réseau, transporteur et distributeur d'électricité au monde – troisième entreprise mondiale selon le classement *Global 500* du magazine Fortune en 2022, derrière Walmart et Amazon (!) – est à la manœuvre. Cet équivalent d'Huawei pour l'électricité est d'ores et déjà implanté en dehors de la Chine (Philippines, Malaisie, Brésil, Australie, etc.) : **depuis le début des années 2010, il lorgne sur l'Europe et les différents gestionnaires de réseau d'électricité nationaux, multipliant les entrées au capital.** Depuis 2012, SGCC a acquis des parts dans les gestionnaires de réseau portugais, italien, ou encore grec, permettant à une entreprise d'État chinoise de siéger au conseil d'administration d'entreprises stratégiques européennes ! Par exemple, en Grèce, SGCC a acquis 24 % des parts d'ADMIE, le gestionnaire de réseau national, en 2016. L'année suivante, l'ADMIE annonça un accord de financement avec la *China Development Bank*, une banque publique chinoise, pour un projet de raccordement de la Crète au réseau continental grec.

Toutefois, inquiets des intentions de SGCC, **certains États membres sont parvenus à bloquer l'entrée du groupe chinois dans leur gestionnaire national.** C'est notamment le cas de l'Allemagne : en 2018, SGCC a voulu entrer au capital de 50Hertz, l'un des quatre gestionnaires de réseau outre-Rhin, alors détenu par le gestionnaire du réseau belge Elia (60 %) et le fonds d'investissement australien IFM (40 %). Suspicieux, Berlin parvint à empêcher la transaction : alors que SGCC comptait sur l'acquisition des parts d'IFM, le gouvernement allemand est parvenu à convaincre Elia d'utiliser son droit de préemption pour récupérer les 40 %

---

<sup>110</sup> Également appelé HPR-1000, le réacteur Hualong-1 est le premier modèle construit par la Chine sur lequel celle-ci assure la production d'une majorité des composants (85 %). Nous y reviendrons dans les pages suivantes.

## *Une position hégémonique sur les chaînes de valeur de la transition énergétique*

manquants, une participation immédiatement revendue au prix d'achat à la KfW (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*), la banque publique d'investissement allemande. Autrement dit, un tour de passe-passe pour environ un milliard d'euros, ayant permis à Berlin de protéger ce qu'il considère comme une infrastructure énergétique critique.

Au niveau européen, ces prises de position successives de SGCC dans les gestionnaires nationaux posent **un risque réel d'ingérence dans ENTSO-E** (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité. ENTSO-E est **indispensable au fonctionnement du marché européen de l'électricité** : il détermine les règles de fonctionnement du réseau, définit les codes de réseau, et supervise les interconnexions électriques entre les États membres. À sa direction, son Comité technique intervient également dans les décisions d'agrément des projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC), un mécanisme permettant d'attribuer des aides d'État sous certaines conditions, principalement pour des projets impliquant plusieurs États membres (cf. encadré 10). Le risque d'ingérence chinoise est clair : **en multipliant les entrées au capital dans plusieurs gestionnaires nationaux, chacun siégeant au Comité technique d'ENTSO-E, SGCC augmente son pouvoir d'influence à l'échelle européenne.** Au vu des ambitions du gestionnaire chinois, engagé dans le développement des réseaux intelligents (*smart grids*) et dans plusieurs projets « d'autoroutes de l'électricité », consistant au déploiement de lignes à ultra haute tension (1100kV) permettant de transporter l'électricité sur de très longues distances en réduisant les pertes, il apparaît certain que la Chine déploie ses efforts d'influence dans un but précis : **rendre l'Europe dépendante, à terme, vis-à-vis de l'électricité chinoise**, par la construction de « Nouvelles Routes de la Soie » électriques. **Toutefois, cette ambition paraît hors d'atteinte à l'heure actuelle** : rappelons que la Chine éprouve régulièrement des difficultés à satisfaire sa propre demande intérieure, au vu des différentes coupures que peut connaître le pays.

### **3.2) – Profitant d'une absence de coordination européenne**

Si la Chine parvient à s'immiscer aussi facilement dans l'Europe de l'énergie, **sa tâche est d'autant plus facilitée par les divisions des Européens sur la réponse à adopter.** Les différents États membres de l'UE n'ont pas le même rapport à Pékin. Par exemple, au sud du Vieux Continent, certains États sont habituellement favorables aux capitaux chinois (Portugal, Grèce, Italie, etc.) : durant la crise des années 2010, dont ils ont été les principales victimes, ces capitaux chinois ont permis de sauver les grandes entreprises nationales en difficulté et de préserver les emplois. **En l'absence de solidarité européenne suffisante, ces États n'ont eu aucune peine à céder des participations dans leurs entreprises stratégiques au profit de la Chine.** Dans le cas de la Grèce, le port du Pirée fut racheté par l'armateur chinois Cosco<sup>111</sup> en 2016 ; l'année suivante, alors que SGCC avait conclu l'acquisition de 24 % des parts de l'ADMIE, le Premier ministre Alexis Tsípras déclarait que *« les portes seront toujours ouvertes pour State Grid »*. Au Portugal, suite à l'annonce de l'OPA par CTG sur l'énergéticien national EDP, son homologue Antonio Costa n'émit aucune réserve : *« Laissons le marché fonctionner »*, s'était-il contenté de déclarer.

**La stratégie chinoise en Europe pourrait se résumer à l'adage suivant : « diviser pour mieux régner ».** La Chine sait tirer profit des divisions entre Européens, s'appuyant sur ses partenaires au sud du continent, et définissant ses propres modalités de négociation, comme le format « 16+1 » réunissant Pékin et 16 États d'Europe centrale et orientale<sup>112</sup> pour échanger sur des projets d'investissement et de développement des relations commerciales.

---

<sup>111</sup> Le même armateur chinois ayant acquis 24,9 % des parts du port d'Hambourg, en Allemagne, en 2022 : l'histoire bégaie...

<sup>112</sup> La grande majorité étant des États membres de l'UE (Bulgarie, Croatie, République tchèque, Estonie, Grèce, Hongrie, Lettonie, Pologne, Roumanie, Slovaquie, Slovénie), à l'exception de l'Albanie, la Bosnie-Herzégovine, la Macédoine du Nord, le Monténégro, et la Serbie.

## B) – Des dépendances en devenir ?

Ainsi, la Chine est parvenue, depuis les années 2000, à s'implanter efficacement dans l'Europe de l'énergie. Si les Européens semblent – notamment depuis l'invasion de l'Ukraine – prendre conscience de leurs vulnérabilités, ils doivent toutefois se prémunir d'éventuelles nouvelles dépendances à la Chine, susceptibles d'émerger à moyen-terme.

### 1) – Une ascension inéluctable du yuan dans les transactions énergétiques internationales ?

Soucieuse de s'affranchir de sa dépendance aux États-Unis – pour des raisons de souveraineté économique et de prestige – la Chine mène, depuis la fin des années 2000, une **politique active de dédollarisation de ses échanges commerciaux**, au profit de sa monnaie nationale, le yuan (CNY). Pékin ambitionne, à terme, de faire de sa devise la plus grande monnaie de réserve dans le monde, mettant fin à plusieurs décennies de domination américaine.

Le lancement des « Nouvelles Routes de la Soie » (2013) et la signature de nombreux projets d'infrastructures construites par la Chine dans plusieurs pays étrangers s'inscrivent dans cette volonté d'internationalisation du yuan. Par ailleurs, la création en 2015 du *China International Payment System* (CIPS)<sup>113</sup> – intégré au système européen SWIFT l'année suivante – a permis de faciliter les transactions internationales en yuan. Symbole de cette montée en puissance : le 1<sup>er</sup> octobre 2016, **la devise chinoise devint la cinquième devise incluse dans le panier des droits de tirage spéciaux (DTS) du Fonds monétaire international (FMI)**, intégrant le club fermé des monnaies internationales de référence<sup>114</sup>.

---

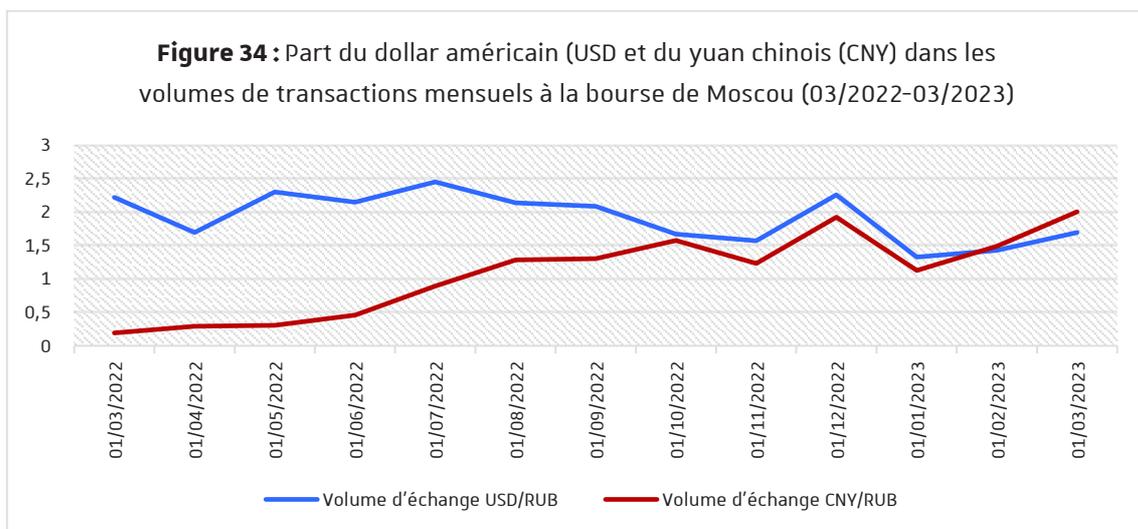
<sup>113</sup> Notons que la Russie, après l'annexion de la Crimée (2014) et les menaces occidentales d'exclusion de SWIFT, a également développé son propre système de paiement international, dénommé SPFS et devenu opérationnel en 2019.

<sup>114</sup> Par ailleurs, la nouvelle répartition des DTS, entrée en vigueur en août 2022, témoigne de la montée en puissance du yuan : sa part a progressé de 10,92 % à 12,28 %, le dollar passant de 41,73 % à 43,38 %, tandis que l'euro a reculé de 30,93 % à 29,31 %.

### Des dépendances en devenir ?

Cette émergence du yuan contraste avec la **relative remise en cause du dollar-roi sur la même période**. En témoigne la conversion, en 2017, par la Banque centrale européenne (BCE), d'environ 500 millions de dollars issus de ses réserves de change en yuan. Ou encore, en 2019, la création du système Instex par la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni, dans l'espoir de contourner les sanctions américaines contre l'Iran, dont les banques ont été bannies de Swift par Washington.

D'une certaine manière, **la guerre en Ukraine a mis à l'épreuve le potentiel réel d'internationalisation du yuan**. Certains économistes comme Michel Aglietta ont soumis l'hypothèse d'un désamour croissant des puissances émergentes pour le dollar, discrédité par son utilisation comme arme politique, au travers des sanctions occidentales contre la Russie. **Un désamour perçu à Pékin comme une fenêtre d'opportunité pour renforcer la stature internationale du yuan** : en témoignent les accords successifs entre la Chine, le Brésil (mars 2023) puis l'Argentine (avril 2023), pour que les deux puissances sud-américaines règlent leurs importations chinoises en yuan. **En outre, la Russie, empêtrée dans les sanctions financières internationales depuis février 2022, a été une cible privilégiée des efforts chinois**. En février 2023, pour la première fois, la bourse de Moscou a davantage échangé de roubles en yuan qu'en dollar : une révolution en soi, quand on observe la place marginale de la devise chinoise un an auparavant.



Source des données : Bloomberg, Bourse de Moscou

**LÉGENDE**

Clé de lecture : en mars 2023, la Russie a échangé l'équivalent de 2,003 trillions de roubles en yuan, pour 1,695 trillions de roubles échangés en dollars américains.

Cette apparente volonté de conquête du yuan est perceptible dans l'évolution des transactions énergétiques internationales. **Importatrice nette d'hydrocarbures, la Chine cherche à s'émanciper du dollar américain pour payer son énergie en yuan** : une dynamique renforcée depuis l'invasion de l'Ukraine. En janvier 2023, lors d'un sommet entre le Président chinois Xi Jinping et plusieurs dirigeants de la péninsule arabique, Pékin a trouvé un accord sur une augmentation des exportations d'hydrocarbures, payables en yuan au travers de la plateforme du pétrole et du gaz naturel de la Bourse de Shanghai. Un désaveu pour Washington, le **(pétro)dollar étant la monnaie reine des hydrocarbures**, dont le cours est libellé en devise américaine sur les marchés internationaux. Par ailleurs, en intensifiant ses achats d'hydrocarbures auprès de la Russie<sup>115</sup>, la Chine développe par la même occasion le poids de sa devise dans les transactions énergétiques internationales.

**En revanche, les ambitions monétaires chinoises sont confrontées à plusieurs limites de taille** : la principale étant **l'absence de convertibilité totale du yuan en d'autres devises**. La Chine souhaitant maintenir un cours relativement faible de sa devise pour préserver la compétitivité de ses exportations, la BPC<sup>116</sup> a encore recours au contrôle des changes, limitant la convertibilité de sa devise pour en contrôler la valeur. D'autre part, en dépit des efforts de Pékin, **la stature internationale du yuan reste fragile**. Son poids comme monnaie internationale de paiement est marginal : en mars 2023, la devise chinoise représentait 2,26 % des échanges internationaux, contre 41,74 % pour le dollar et 32,64 % pour l'euro. Pour les transactions financières internationales, la part du yuan s'établit à 4,5 %, loin des 83,71 % pour le dollar. À noter, comme symboles de cette faiblesse : **en dehors de la Chine, 73 % des transactions internationales libellées en yuan ont lieu avec... Hong-Kong**<sup>117</sup>. En outre, la

---

<sup>115</sup> Par exemple, au travers du gazoduc Force de Sibérie, permettant à Pékin de récupérer les gisements de gaz sibériens délaissés par les Européens depuis février 2022.

<sup>116</sup> Banque populaire de Chine (BPC), la banque centrale chinoise.

<sup>117</sup> Selon les données de mars 2023 du RMB Tracker établi par SWIFT.

### *Des dépendances en devenir ?*

majorité des projets d'infrastructures des « Nouvelles Routes de la Soie » sont libellés en... dollars. Enfin, en matière de composition des réserves mondiales de change, au quatrième semestre 2022, la part du billet vert américain était majoritaire (58,36 %) tandis que celle du yuan restait marginale (2,69 %), loin derrière l'euro en seconde position (20,47 %)<sup>118</sup>.

**Le yuan, un colosse aux pieds d'argile ?** Ces quelques éléments de réflexion le laissent penser. **Toutefois, il ne faut pas minorer les progrès de la Chine : à l'échelle régionale, elle est parvenue à renforcer l'usage du yuan.** Pour la première fois, en janvier 2023, la devise chinoise est devenue majoritaire (48,4 %, contre 46,7 % pour le dollar) dans les transactions transfrontalières de la Chine<sup>119</sup>. **L'usage du yuan s'est notamment répandu dans les pays voisins à « l'usine du monde »** (Corée du Sud, Vietnam, Russie depuis février 2022). Par ailleurs, la Chine reste ambitieuse : elle développe sa propre monnaie numérique de banque centrale (MNBC), intitulée « yuan numérique », dans l'espoir d'en faire un nouvel outil au service de sa stratégie d'internationalisation.

Cependant, **les velléités de conquête affichées par la Chine risquent d'être rebutées par les propres faiblesses de son économie** (crise immobilière, conséquences des confinements successifs de la politique zéro Covid, etc.) **et les discours nationalistes des dirigeants chinois**, à l'image de celui prononcé par Xi Jinping lors du XX<sup>ème</sup> Congrès du PCC (octobre 2022). Autant d'indices, outre les effets du contrôle des changes sur la stature internationale du yuan, laissant présager que **la devise chinoise ne devrait pas devenir le nouveau pétrodollar de l'économie mondiale** à moyen, voire long-terme.

---

<sup>118</sup> Selon les données du FMI.

<sup>119</sup> Selon les calculs de Reuters.

## 2) – L'émergence du nucléaire chinois

Précédemment, au sujet de la place du nucléaire russe en Europe, nous évoquions une dépendance « cachée » – contrairement aux flux d'hydrocarbures. Faut-il s'inquiéter, à terme, d'une nouvelle dépendance de la sorte ? **L'Europe doit-elle s'inquiéter de l'émergence d'un « Rosatom chinois » ?** Il est certain que, depuis le lancement d'un programme nucléaire civil dans le cadre des « Quatre Modernisations » initiées durant les années 1980, **la Chine est parvenue à développer une base industrielle solide.** En 2022, selon le *World Nuclear Industry Status Report*<sup>120</sup>, la Chine possédait le troisième parc nucléaire au monde, par le nombre de réacteurs en activité. Étant donné ses nombreux projets de centrales en construction, il ne fait aucun doute qu'elle rattrapera la France à court terme pour atteindre le deuxième rang, derrière les États-Unis, ces deux pays étant confrontés au vieillissement de leur parc.

**Figure 35 :** État du parc nucléaire mondial (2022)

| Pays                  | Nombre de réacteurs en activité | Puissance installée (MW) | Âge moyen du parc (années) | Part dans la production domestique d'électricité (%) | Nombre de réacteurs en construction |
|-----------------------|---------------------------------|--------------------------|----------------------------|--|-------------------------------------|
| UE                    | 104                             | 101 958                  | 36,4                       | 25,3   | 3                                   |
| États-Unis            | 92                              | 94 718                   | 41,6                       | 19,6   | 2                                   |
| France                | 56                              | 61 370                   | 37,1                       | 71   | 1                                   |
| Chine                 | 55                              | 52 070                   | 9                          | 5  | 21                                  |
| Russie                | 37                              | 27 727                   | 28,9                       | 20   | 3                                   |
| Autres <sup>121</sup> | 171                             | 132 950                  | /                          | /  | 26                                  |
| Monde (total)         | 411                             | 368 835                  | 31                         | 9,8  | 53                                  |

Source des données : World Nuclear Industry Status Report 2022

### LÉGENDE

La ligne consacrée à l'UE n'est pas incluse dans le calcul de la ligne « Autres », elle est uniquement présente à titre informatif.

<sup>120</sup> WORLD NUCLEAR REPORT, *World Nuclear Industry Status Report 2022*.

<sup>121</sup> Afrique du Sud, Allemagne, Argentine, Arménie, Bangladesh, Belgique, Biélorussie, Brésil, Bulgarie, Canada, Corée du Sud, Émirats arabes unis, Espagne, Finlande, Hongrie, Inde, Iran, Japon, Mexique, Pakistan, Pays-Bas, République tchèque, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse, Taiwan, Turquie, Ukraine.

Depuis les années 2000, la filière nucléaire chinoise progresse sur tous les plans : aussi bien sur l'aspect quantitatif (par le développement du parc) que qualitatif (par la maîtrise de technologies nouvelles, ou auparavant détenues par l'étranger). La centrale de Lingao, dans le sud du pays, reflète cette progression. Pour la première tranche de la centrale<sup>122</sup>, construite entre 1997 et 2002-2003 par Areva<sup>123</sup>, 1 % des composants étaient fabriqués en Chine ; pour la seconde tranche<sup>124</sup>, mise en service en 2010-2011, cette part est passée à 70 % ! Si la Chine a eu besoin de ses partenaires occidentaux (EDF, Areva, Westinghouse, etc.) pour acquérir les licences nécessaires au lancement de son programme civil, **elle a appris et est dorénavant souveraine sur le plan technologique.**

Symbole de cette émergence de la filière nucléaire chinoise : en 2018, elle est devenue la première au monde à avoir démarré l'exploitation commerciale des réacteurs de troisième génération AP1000 (développé par Westinghouse, quatre réacteurs en service) et EPR (développé par EDF et Areva, deux réacteurs en service à Taishan)<sup>125</sup>. **La Chine a même développé son propre réacteur de troisième génération, que nous évoquons plus tôt : le HPR-1000 (ou Hualong), dont 85 % des composants sont chinois !** Il est décliné en deux versions par les entreprises d'État CGN (*China General Nuclear Power Corporation*) et CNNC (*China National Nuclear Corporation*). L'exploitation commerciale de la tête de série, le réacteur de Fuqing-5, a démarré en janvier 2021.

**À l'international, il est devenu le principal modèle proposé à l'export par la Chine.** CNNC est déjà engagée au Pakistan, où elle a construit, entre 2015-2016 et 2021/2022, deux HPR-1000 (Kanupp-2 et 3) ; trois autres réacteurs sont programmés. En Argentine, CNNC a annoncé un accord avec le gouvernement de Buenos Aires en février 2022, pour la construction d'un HPR-1000 à la centrale d'Atucha, pour un montant d'environ 8 milliards de dollars. Par ailleurs, au Royaume-Uni, en échange de sa participation au projet d'EPR à Hinkley Point, CGN pourrait

---

<sup>122</sup> Lingao-1 et 2, deux réacteurs à la capacité de 990 MWe (REP).

<sup>123</sup> Dont les activités de construction ont été reprises par Framatome (groupe EDF).

<sup>124</sup> Lingao-3 et 4, deux réacteurs à la capacité de 1080 MWe, utilisant la technologie CPR-1000 (filiale REP), développée par CGN en se basant sur les modèles de réacteurs REP d'Areva.

<sup>125</sup> Rappelons que le premier pays à avoir démarré l'exploitation commerciale d'un réacteur de troisième génération est la Russie en février 2017, avec le réacteur de Novovoronej 2-17.

obtenir la possibilité d'y construire un ou plusieurs réacteurs. La Chine collabore également avec l'Arabie saoudite, désireuse de lancer son propre programme nucléaire, à l'image des Émirats arabes unis et de son rival iranien.

**Ainsi, la filière chinoise est en constante progression** : si les premiers projets de construction de centrales au Pakistan étaient portés pour des raisons de prestige, **la Chine commence à s'implanter hors de ses frontières, et remporte de premiers contrats**. Pourtant, faut-il s'inquiéter d'une éventuelle arrivée sur le seul européen ? Aujourd'hui, seule CGN est implantée au Royaume-Uni, un État tiers vis-à-vis de l'UE. Rosatom, et dans une moindre mesure Westinghouse et EDF, sont de longue date les principaux acteurs du nucléaire européen, **laissant peu de place à la filière chinoise. Celle-ci a davantage d'opportunités à l'export dans d'autres régions du monde.**

Par ailleurs, il faut garder une réalité à l'esprit, tempérant les ambitions commerciales de Pékin : **la Chine est absorbée par les besoins croissants d'énergie et de décarbonation de son économie**. Selon Marc-Antoine Eyl-Mazzega<sup>126</sup>, pour atteindre ses objectifs climatiques, la Chine doit construire l'équivalent de 200 GWe<sup>127</sup> (!) de capacités nucléaires, soit environ quatre fois la puissance actuelle de son parc ! Cet impératif explique le branle-bas de combat de la filière chinoise, qui construit des réacteurs à un rythme comparable à celui de la France aux meilleures heures du plan Messmer.

En définitive, la filière nucléaire chinoise, malgré sa progression certaine depuis deux décennies, **ne constitue pas une menace immédiate pour la souveraineté énergétique européenne.**

---

<sup>126</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Marc-Antoine EYL-MAZZEGA, directeur du Centre Énergie & Climat de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI)*, Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Paris, 24/11/2022.

<sup>127</sup> Le « e » signifiant « électrique ». On parle de « MWe », de « GWe », pour parler de capacités installées de production électrique. Par abus de langage, on peut aussi parler de « MW » ou de « GW » en précisant qu'il s'agit de capacités installées et non d'une puissance délivrée.

## **PARTIE II – INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR GARANTIR LA SOUVERAINETÉ EUROPÉENNE**

### **Chapitre 3 – Un nouveau cadre réglementaire et financier européen**

I) – L'indispensable réforme du cadre réglementaire communautaire

A) – **Aux racines de la crise : historique et organisation des marchés européens de l'énergie**

Nous l'évoquons en introduction : à partir des années 1980, la politique énergétique européenne s'inscrit dans une dynamique générale de libéralisation et d'ouverture à la concurrence des marchés, dans l'objectif de créer un marché unique à l'échelle du continent. Ainsi, depuis 1996, l'UE a adopté une succession de « paquets » législatifs concernant le gaz et l'électricité, établissant les modalités de fonctionnement des marchés européens de l'énergie tels que nous les connaissons aujourd'hui.

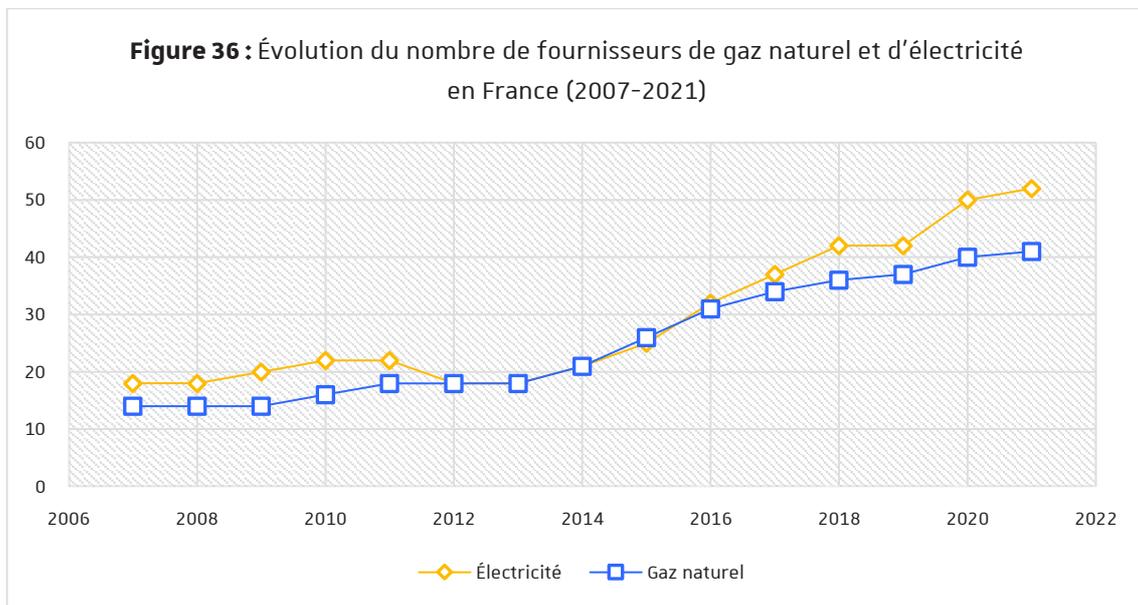
Des cadres de marché qui, à l'aune de la crise énergétique, sont au cœur des critiques émanant de plusieurs responsables politiques nationaux, et représentants des milieux économiques frappés par l'envolée des prix de l'énergie. Pour comprendre ces accusations – partiellement fondées – il convient de revenir brièvement sur l'histoire et les piliers sur lesquels se sont construits ces marchés.

1) – **Une construction progressive, autour de trois piliers**

Au rythme des paquets législatifs européens, les marchés de l'énergie se sont construits sur trois piliers : la libéralisation et l'ouverture à la concurrence, la garantie de la sécurité d'approvisionnement, et le développement des interconnexions énergétiques.

### 1.1) – La libéralisation et l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie

Le premier pilier concerne la libéralisation et l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie, dans l'objectif de favoriser le consommateur (particulier comme entreprise) en lui offrant la liberté de choisir son fournisseur d'énergie. Conséquence directe de cette volonté : **la fin des monopoles d'opérateurs historiques nationaux**, à l'instar d'Électricité de France (EDF) et de Gaz de France (GDF), concurrencés par l'émergence de fournisseurs dits « alternatifs ».



Source des données : Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

Cette possibilité de choisir librement son fournisseur d'énergie fut consacrée par l'adoption des deux premiers paquets législatifs européens, entre 1996 et 2003. Concrètement, le démantèlement des monopoles nationaux prit la forme d'une **séparation des activités de production, de fourniture, de transport et de distribution de l'énergie**<sup>128</sup>.

Ces opérateurs historiques nationaux, conçus pour répondre à leur demande intérieure, sont devenus des **opérateurs transeuropéens**, leur ouvrant la possibilité de s'implanter dans un

<sup>128</sup> Les activités de production et de fourniture d'énergie sont réalisées par des entreprises privées comme publiques, comme EDF pour l'électricité en France. Tandis que les activités de transport et de distribution sont assurées par des structures publiques (RTE et Enedis dans l'exemple précédent, GRTgaz et GRDF pour le gaz naturel).

autre État membre de l'UE. Dans l'exemple d'EDF, le groupe français s'est ainsi ouvert au marché britannique, par la création de sa filiale EDF Energy en 2002<sup>129</sup>.

Troisième conséquence de cette ouverture à la concurrence : **la disparition progressive des prix régulés de l'énergie**<sup>130</sup>, inhérents aux monopoles publics nationaux, et l'introduction de prix de marchés. Ces derniers sont établis, comme pour chaque produit, sur la rencontre entre l'offre et la demande<sup>131</sup> : toutefois, ils ne reflètent que partiellement le montant d'une facture d'énergie, qui outre le coût de la fourniture, comprend les taxes et les coûts de transport. Par ailleurs, dans cette volonté de soutien au consommateur, l'UE a adopté différentes mesures en leur faveur dans les paquets successifs<sup>132</sup>.

Cependant, l'ouverture à la concurrence ne signifie pas pour autant le retrait total de la puissance publique vis-à-vis des marchés de l'énergie. **La fonction de régulation est assurée à deux niveaux : européen et national.**

À l'échelle communautaire, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), établie depuis 2011 à Ljubljana (Slovénie) supervise cette tâche de « gendarme » des marchés de l'énergie. Parmi ses attributions, elle soutient la coopération entre autorités de régulation nationales, supervise l'évolution des marchés du gaz naturel et de l'électricité, et dispose d'un pouvoir d'enquête sur les potentiels cas d'abus de marché. Réformée en 2019 par le quatrième paquet législatif<sup>133</sup>, elle dispose dorénavant de responsabilités étendues. Suite à l'adoption du

---

<sup>129</sup> EDF Energy est notamment en charge des chantiers de réacteurs nucléaires EPR à Hinkley Point, que nous mentionnons au chapitre précédent.

<sup>130</sup> Si l'on prend l'exemple des prix régulés de vente du gaz naturel en France, ceux-ci ont été progressivement supprimés entre 2014 et 2023, selon le type de consommateur concerné : pour les sites professionnels directement raccordés au réseau de transport (juin 2014), les sites professionnels dont la consommation est supérieure à 200 MWh par an (décembre 2014), les sites professionnels dont la consommation est supérieure à 30 000 kWh par an (décembre 2015), l'ensemble des professionnels (novembre 2020), et enfin l'ensemble des particuliers et immeubles d'habitation (juin 2023).

<sup>131</sup> Un des principes d'organisation du marché de l'électricité européen, contenus dans le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

<sup>132</sup> Par exemple, la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (refonte) mentionne la création d'outils de comparaison entre les différentes offres, le droit à changer de fournisseur, et l'assurance donnée par les États membres de garantir la libre concurrence sur leur marché national. On peut également citer le règlement (UE) 2016/1952 du Parlement européen et du Conseil du 26 octobre 2016 sur les statistiques européennes concernant les prix du gaz et de l'électricité et abrogeant la directive 2008/92/CE, comprenant plusieurs mesures pour la transparence des prix pratiqués aux consommateurs.

<sup>133</sup> Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (refonte).

règlement « REMIT » concernant la publication d'informations « privilégiées »<sup>134</sup> détenues par les acteurs du marché de l'énergie, l'ACER définit les modalités des dites publications. En parallèle, l'agence européenne est en lien permanent avec les Réseaux européens de gestionnaires de réseau de transport d'énergie (REGRT)<sup>135</sup>. Ensemble, ils décident des règles d'accès au réseau, des codes techniques, des échanges d'informations opérationnelles, et sur l'élaboration des procédures en cas d'urgence. Tous les deux ans, les REGRT soumettent à l'ACER un plan décennal d'investissement dans leurs réseaux respectifs.

D'autre part, au niveau national, chaque État membre possède sa propre autorité de régulation : en France, il s'agit de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). En lien avec l'ACER, elles s'assurent de la bonne mise en œuvre des mesures européennes relatives à l'organisation des marchés de l'énergie.

## 1.2) – Garanties à la sécurité d'approvisionnement

Le deuxième pilier des marchés européens de l'énergie concerne la **sécurité d'approvisionnement, pour l'ensemble des produits énergétiques**. À cet égard (cf. figure 37), la législation européenne concerne essentiellement l'électricité et le gaz naturel ; pour le pétrole, elle se limite à la directive de 2009.

Cette situation s'explique par l'aspect mondialisé des marchés du pétrole ou encore du charbon, sur lesquels l'UE a une influence limitée, à la différence de l'électricité (produite directement par les États membres) et du gaz naturel (pour lequel l'UE entretient des relations privilégiées avec un nombre restreint de fournisseurs).

---

<sup>134</sup> Le règlement (UE) 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit « REMIT », vise à favoriser la transparence sur les marchés de l'énergie, pour limiter les asymétries d'information et préserver une concurrence libre et non faussée.

<sup>135</sup> On compte deux REGRT, pour l'électricité (REGRT-E, ENTSO-E en anglais) et le gaz (REGRT-G, ENTSO-G), établis depuis 2009 pour structurer à l'échelle européenne la coopération entre les gestionnaires de réseaux nationaux.

**Figure 37 :** Tableau récapitulatif des mesures européennes visant à garantir la sécurité d'approvisionnement selon le produit énergétique concerné

| <b>Produit énergétique</b> | <b>Mesures relatives à la sécurité d'approvisionnement</b>  | <b>Texte(s) concerné(s) en vigueur</b>                                   |
|----------------------------|---|--|
| Électricité                | Développement d'un « niveau approprié » d'interconnexions électriques entre les États membres, et des capacités de production.  | Règlement 2019/941 <sup>136</sup>  |
| Gaz naturel                | Renforcement de la coopération régionale, instauration d'un principe de solidarité visant à partager les ressources en gaz en cas d'urgence.<br><br>Après l'éclatement de la guerre en Ukraine, plusieurs mesures de stockage minimal ont été adoptées dans le règlement 2022/1032, comme l'obligation de remplissage à 90 % des réserves de gaz avant chaque période hivernale, à compter de 2023. | Règlement 2017/1938 <sup>137</sup><br>Règlement 2022/1032 <sup>138</sup> |
| Pétrole                    | Constitution de stocks stratégiques par les États membres, équivalents à 61 jours de consommation intérieure moyenne, ou 90 jours d'importations pétrolières nettes.  | Directive 2009/119/CE <sup>139</sup>                                     |

### 1.3) – Le développement croissant des interconnexions

Le troisième et ultime pilier des marchés européens de l'énergie concerne le développement des interconnexions, aussi bien électriques que gazières. **Celles-ci sont indispensables aux deux premiers piliers** : sans réseau d'interconnexions avec l'étranger, le consommateur d'un État membre n'a pas d'accès aux offres d'autres fournisseurs, et la solidarité énergétique européenne ne peut se concrétiser sans réseau de transport d'énergie entre États.

<sup>136</sup> [Règlement \(UE\) 2019/941](#) du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE.

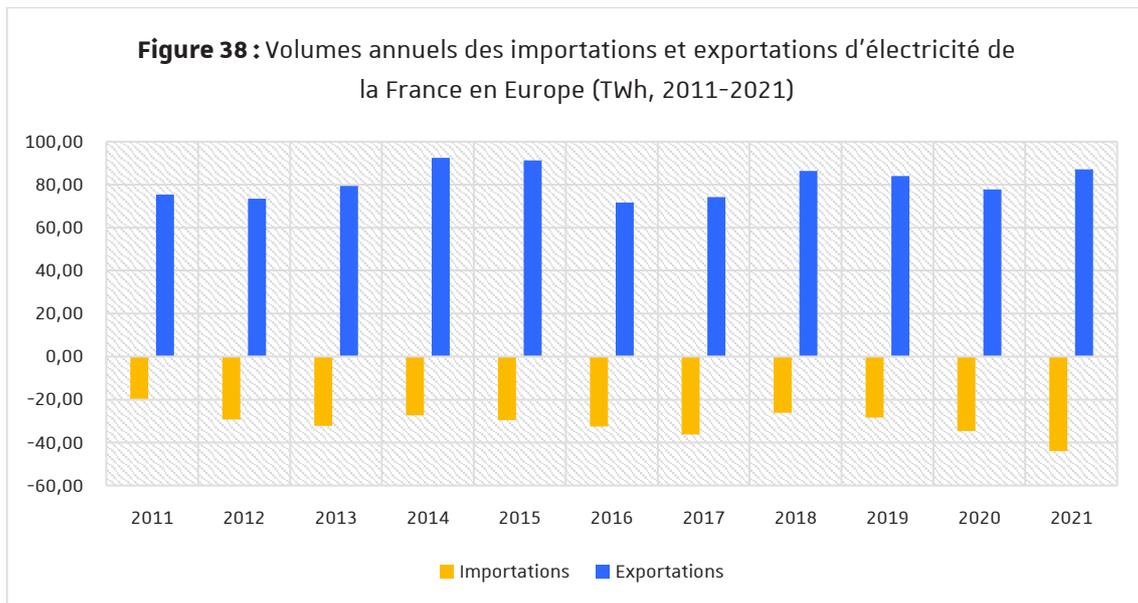
<sup>137</sup> [Règlement \(UE\) 2017/1938](#) du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010.

<sup>138</sup> [Règlement \(UE\) 2022/1032](#) du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz.

<sup>139</sup> [Directive 2009/119/CE](#) du Conseil du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers.

Actuellement, grâce aux interconnexions, **le marché européen de l'électricité n'est pas limité géographiquement aux frontières de l'Union<sup>140</sup>** : il inclut un total de 35 États<sup>141</sup>, dont certains sont des partenaires de longue date, essentiels à l'approvisionnement en électricité de certains États membres<sup>142</sup>.

**Les interconnexions permettent de tirer pleinement profit des complémentarités géographiques européennes.** Par exemple, la production d'énergie solaire est majoritairement concentrée dans l'Europe méridionale (Espagne, Portugal, Italie, Grèce), tandis qu'à l'inverse, la production hydroélectrique et issue des éoliennes en mer est concentrée dans la partie septentrionale du continent (Scandinavie, États alpestres). Grâce aux interconnexions électriques, **les différentes régions européennes peuvent maximiser leur production, qui ne sera pas perdue mais revendue aux autres États.** En France<sup>143</sup>, celles-ci ont notamment permis d'exporter massivement le surplus d'électricité produit par le parc nucléaire, offrant des revenus supplémentaires à EDF et l'État français.



Source des données : RTE, Statista

<sup>140</sup> Cf. annexe 4, « Carte du Réseau transeuropéen d'électricité (interconnexions électriques) en 2019 ».

<sup>141</sup> Outre les États membres de l'UE, le Royaume-Uni, la Norvège, la Suisse, l'Ukraine, la Serbie, l'Albanie, la Moldavie, etc.

<sup>142</sup> On peut citer les exemples du Danemark, dépendant des importations d'électricité provenant de Norvège, ou encore l'Ukraine, exportateur régulier vis-à-vis des États membres frontaliers (Roumanie, Pologne, etc.).

<sup>143</sup> Où les interconnexions sont réparties sur 48 lignes pour six frontières.

Au niveau communautaire, cette **volonté de développement des interconnexions a pris la forme des Réseaux transeuropéens de l'énergie (RTE-E)**. Ces derniers, cofinancés par l'Union au travers du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE), comprennent neuf corridors prioritaires (quatre électriques et gaziers, un pétrolier), formant une véritable colonne vertébrale des échanges énergétiques sur le continent.

## **2) – Sur les traces du (dys)fonctionnement du marché européen de l'électricité**

Ainsi, comme les paragraphes précédents l'auront laissé penser, les « véritables » **marchés européens de l'énergie concernent le gaz naturel et l'électricité**. Pour ces deux produits énergétiques, leurs échanges ont intérêt à être organisés à l'échelle du continent, à la différence du pétrole, du charbon ou encore de l'uranium, qui relèvent de marchés mondialisés.

Toutefois, si le marché européen du gaz naturel s'apparente au fonctionnement économique « classique »<sup>144</sup> d'un marché, celui de l'électricité mérite une attention particulière : parce qu'il comprend plusieurs marchés complémentaires, dont les volumes échangés ont vocation à progresser à l'avenir<sup>145</sup>.

---

<sup>144</sup> Par « classique » on entend la possibilité pour le gaz naturel de le stocker, ou encore de parvenir à retracer son origine. Autant d'éléments difficilement applicables à un produit comme l'électricité.

<sup>145</sup> Selon ENTSO-E, chaque année, l'équivalent d'environ 700 TWh d'électricité sont échangés sur le marché européen, soit environ le double de la production nucléaire française en 2021 (cf. figure 3). D'ici 2040, ce chiffre devrait gagner 467 TWh annuels supplémentaires.

## 2.1) – Plusieurs marchés de l'électricité, aux vocations complémentaires

### ENCADRÉ 5 – LES DIFFÉRENTS MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

On distingue deux grandes catégories parmi les marchés de l'électricité : les marchés de gros et de détail.

#### 1) - LE MARCHÉ DE GROS

Le **marché de gros** est celui où l'électricité est négociée (achetée et vendue) entre les producteurs et les fournisseurs, avant sa livraison acheminée aux clients finaux via le réseau (par le **marché de détail**).

Les échanges peuvent se faire :

- Sur des bourses de l'électricité (EPEX-SPOT...);
- De gré à gré intermédié (c'est-à-dire via un courtier);
- Directement de gré à gré (bilatéral pur).

Deux types de produits sont vendus sur le marché de gros :

**Produits (marché) spot/au comptant :** pour des achats d'électricité avec une livraison à court terme. Concrètement, sur une échéance journalière (livraison le lendemain) et/ou infrajournalière (produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures, avec livraison le jour même). Ces produits permettent **d'équilibrer le réseau en quasi-temps réel**, pour répondre à l'évolution de l'offre et de la demande (pic de consommation, etc.). En cas de déséquilibre du réseau, le risque de coupure (black-out) augmente, avec les risques que cela comprend. Sur ce marché, les **prix y sont très volatils**, selon les contraintes physiques du réseau et les tendances plus ou moins fortes d'évolution de l'offre et de la demande.

**Produits (marché) à terme :** pour des achats d'électricité avec une livraison à moyen et long-terme. Concrètement, il s'agit de contrats à **prix ferme négocié à l'avance**, pour une fourniture sur plusieurs jours, semaines, mois, trimestres, avec une **durée maximale de trois ans**. On trouve deux catégories de produits à terme : les contrats *futures* (basés sur des produits standardisés afin de faciliter les transactions) et *forwards* (permettent une plus grande flexibilité sur la période de livraison).

Les deux types de produits ont une **vocation complémentaire** : le marché spot répond à la nécessité d'équilibrage du réseau à très court-terme, et le marché à terme permet de sécuriser à long-terme une fourniture d'électricité dont le coût est connu à l'avance.

Pour garantir le respect des engagements de fourniture d'électricité entre producteurs et fournisseurs, les États membres ont développé plusieurs mécanismes, comme les **marchés de capacité**.

Figure 39 : Schéma récapitulatif des différents marchés de gros de l'électricité



Source de l'infographie : [EPEX-SPOT](#) (via Assemblée nationale)

## 2) - LE MARCHÉ DE DÉTAIL

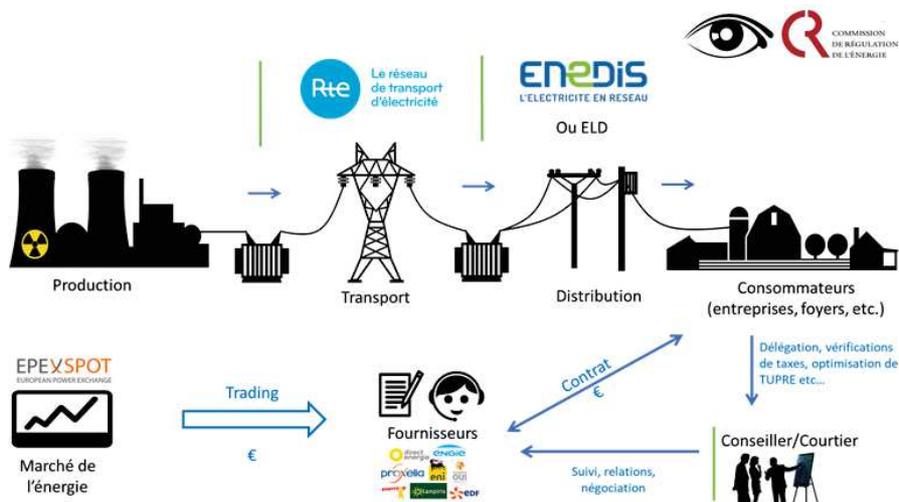
Le **marché de détail** concerne la fourniture d'électricité à destination des clients finaux (particuliers comme professionnels).

Avec l'ouverture à la concurrence, deux types d'offres coexistent :

**Offres de marché :** elles concernent les fournisseurs historiques et alternatifs. Les prix sont fixés librement. Parmi ces offres, on en trouve à **prix fixe** (pour une fourniture à long-terme), à **prix variable** (selon les modalités du fournisseur choisi), à **prix indexé** (sur les tarifs réglementés de vente, par exemple), ou encore des **offres « vertes »** (ayant recours à de l'électricité renouvelable dont l'origine est certifiée).

**Tarifs réglementés de vente :** ils sont fixés par les autorités publiques en charge (la CRE en France) et ont vocation à être progressivement supprimés. Ces tarifs sont proposés par uniquement par les opérateurs historiques : en France, EDF et les entreprises locales de distribution (ELD), comme Électricité de Strasbourg.

Figure 40 : Schéma récapitulatif de l'organisation des marchés de l'électricité en France



Source de l'infographie : [EnerBIOFlex](#)

**2.2) – Le mécanisme de fixation des prix sur le marché de gros : le système d'ordre de mérite**

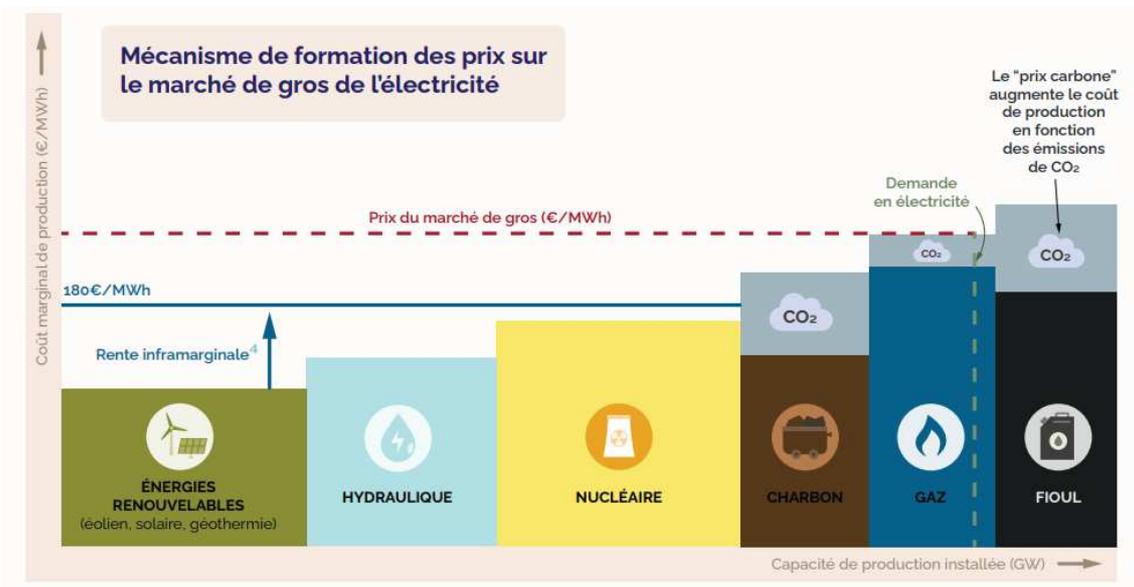
Pour comprendre le (dys)fonctionnement du marché européen de l'électricité, il est indispensable d'étudier le mécanisme de fixation des prix utilisé sur le marché de gros. **En complément de l'encadré précédent, deux remarques préalables s'imposent :**

1. L'électricité est un **bien impossible à stocker en grande quantité**, à la différence d'un marché plus « classique » : l'offre et la demande doivent toujours être à l'équilibre pour éviter un risque de coupures (black-out) ;
2. Il est **très difficile d'identifier l'origine d'un électron** une fois qu'il est injecté dans le réseau – et donc la source d'énergie primaire (la centrale) utilisée – contrairement à un autre bien dont on pourrait retracer relativement sans mal l'origine.

Ces remarques énumérées, passons à la règle économique : sur le marché de gros de l'électricité, **le prix reflète le coût de production de la dernière centrale appelée en renfort pour équilibrer l'offre et la demande sur le réseau**. Les différentes centrales électriques sont **appelées selon le principe « d'ordre de mérite »** : les moins chères en priorité, puis les plus chères selon le volume de demande électrique. Parmi les moins chères, on retrouve les capacités renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et le nucléaire ; pour les plus chères, il s'agit essentiellement des centrales thermiques (charbon et dérivés, gaz, fioul). **Le coût de production de ces centrales est d'autant plus élevé qu'il inclut le prix des droits d'émission de CO<sub>2</sub> échangés sur le marché européen**, via le système SEQE-UE (naturellement élevés pour des centrales thermiques polluantes).

Grâce à ce système, les principales forces du marché de l'électricité européen sont la **solidarité et la coordination entre les États membres** (rendues possibles par le développement d'interconnexions électriques). En temps normal, **le système est optimal tant d'un point de vue économique qu'environnemental** : les marchés spot permettent l'équilibrage du réseau au meilleur prix à tout instant (prix du CO<sub>2</sub> inclus), limitant au maximum le risque de coupures.

Figure 41 : Illustration du système d'ordre de mérite sur le marché de gros de l'électricité



Source de l'infographie : Institut Jacques Delors, [Lumière sur le marché européen de l'électricité](#)

#### LÉGENDE

La « **rente inframarginale** » (ou **premium de production**) représente la différence, pour les premières centrales appelées, entre leur coût de production réel et le prix auxquelles elles sont rémunérées.

Comme l'indiquait la deuxième remarque préalable, comme on ne peut pas déterminer l'origine de chaque électron injecté dans le réseau, il est impossible de rétribuer chaque centrale selon son coût de production réel, sauf la dernière centrale appelée. Le coût de production la dernière centrale devient le prix de marché car il est indispensable de lui garantir qu'elle pourra couvrir ses coûts de production. Sans cette garantie, elle refusera de produire à perte, mettant en péril l'équilibre du réseau.

Le **seuil de 180€/MWh correspond au mécanisme de taxation des surprofits des énergéticiens** annoncé par la Commission européenne en septembre 2022. Comme nous le verrons dans les pages suivantes, l'explosion du prix du gaz et la défaillance du système d'ordre de mérite durant l'hiver 2022/2023 ont provoqué des hausses importantes du prix de l'électricité, ayant permis aux producteurs les moins chers (électricité renouvelable, nucléaire, biomasse) de maximiser leurs profits en bénéficiant d'une rente inframarginale beaucoup plus élevée.

Pour limiter ces profits, l'UE a souhaité les plafonner à 180€/MWh jusqu'au 31 mars 2023, de sorte à récupérer des financements pour les différents dispositifs de bouclier tarifaire.

## B) – Un cadre de marché défaillant, facteur aggravant de la crise énergétique

Une fois l'organisation des marchés européens de l'énergie présentée sous l'angle théorique, il convient de passer à la pratique : comment expliquer les multiples défaillances de ces cadres de marché, à l'aune de la crise énergétique ?

### 1) – Pour le marché du gaz naturel, une absence criante de coordination

Depuis le déclenchement de l'invasion russe de l'Ukraine, **le marché européen du gaz naturel a connu des bouleversements inédits**<sup>146</sup> : en quelques mois, il a fallu trouver des fournisseurs alternatifs capables de remplacer les 155 mmc de gaz russe importés par l'UE en 2021<sup>147</sup>, tout en consentant à des efforts de réduction de la demande<sup>148</sup>. Cette grande réorganisation du marché européen du gaz naturel a suscité de nombreuses incertitudes, alimentant la spéculation et l'explosion des prix. Elle a **aussi révélé un manque de coordination majeur entre les différents États membres**, ne permettant pas d'apaiser la situation.

En premier lieu, **un manque de coordination sur les compléments à l'offre**. Il n'y a pas de secret : pour apaiser les cours du gaz naturel, en suivant la logique de la loi de l'offre et de la demande, il faut maximiser la première tout en diminuant la seconde. Or, dans un premier temps, **les États membres sont partis en ordre dispersé pour sécuriser leur approvisionnement énergétique**. Et ce, au risque de contribuer directement à l'explosion des prix. Par exemple, l'Allemagne s'est rapprochée du Qatar, en signant un accord fin 2022 visant à garantir sa fourniture sur 15 ans. Dans le sud de l'Europe, la Présidente du Conseil italien Giorgia Meloni s'est rendue en Algérie en janvier 2023 pour accompagner la signature d'un contrat entre Eni et la Sonatrach<sup>149</sup> afin d'augmenter les volumes de gaz exportés à l'Italie.

---

<sup>146</sup> Cf. chapitre 1.

<sup>147</sup> Données Eurostat.

<sup>148</sup> Cf. figure 18.

<sup>149</sup> La Sonatrach (Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures) est l'entreprise d'État algérienne chargée de l'exploitation des réserves nationales d'hydrocarbures.

Au sujet des **projets d'infrastructures gazières**, on peut également déplorer un manque de coordination entre capitales. En annonçant unilatéralement la construction de quatre terminaux d'accueil de GNL en Mer du Nord – auxquels Berlin a renoncé quelques mois plus tard – alors que d'autres projets étaient à l'ordre du jour en Europe, l'Allemagne a pris le risque d'alimenter une **surcapacité d'accueil d'énergies fossiles**, alors que celles-ci ont vocation à disparaître pour tenir les objectifs climatiques !

Enfin, davantage problématique encore, les États membres ont rencontré des difficultés de coordination suffisante vis-à-vis de **l'acheminement du gaz sur le sol européen**. **Deux goulets d'étranglement ont entravé les échanges** : le premier est **d'ordre physique**, lié au manque d'interconnexions gazières. L'Espagne, directement reliée au gaz algérien et bénéficiant de six terminaux méthaniers, est une véritable plaque tournante de l'écosystème gazier européen : cependant, l'absence d'infrastructures de transport suffisantes l'empêche de subvenir aux besoins des États d'Europe centrale. Le second est **d'ordre règlementaire** : il a fallu surmonter plusieurs obstacles pour fluidifier les échanges. Par exemple, le gaz naturel est odorisé dans le réseau français<sup>150</sup>, ce qui n'est pas le cas en Allemagne. Conséquence de cet état de fait pouvant paraître anodin : il a fallu attendre le mois d'octobre 2022 pour que la France fournisse du gaz naturel à l'Allemagne, alors que les échanges dans l'autre sens étaient possibles !

Ces différents problèmes ont révélé, face à la crise énergétique et la rupture d'approvisionnement brutale en gaz russe, **l'absence d'unicité du marché européen du gaz naturel**. Un défaut de conception majeur ayant contribué à l'incertitude globale sur les marchés de l'énergie, et aux turbulences qu'ont connu les marchés de l'électricité.

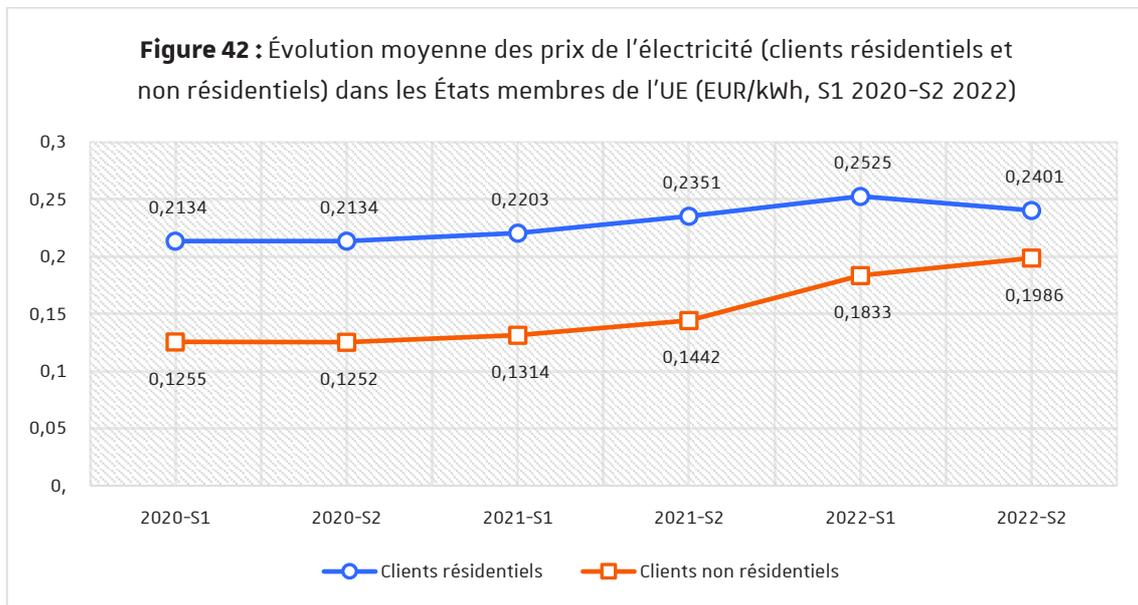
## **2) – Avis de tempête sur les marchés de l'électricité**

L'actualité européenne des derniers mois en a fait ses gros titres : **depuis mi-2021, les prix de l'électricité ont connu une envolée rapide en Europe**, plus ou moins forte selon l'État membre concerné et les éventuels dispositifs de boucliers tarifaires instaurés par les

---

<sup>150</sup> Odoriser le gaz naturel permet aux équipes d'intervention du gestionnaire de réseau de transport français GRTGaz d'identifier une éventuelle fuite plus rapidement.

gouvernements pour protéger les consommateurs. Une remontée des prix accélérée par les conséquences immédiates de la guerre en Ukraine sur les marchés de l'énergie.



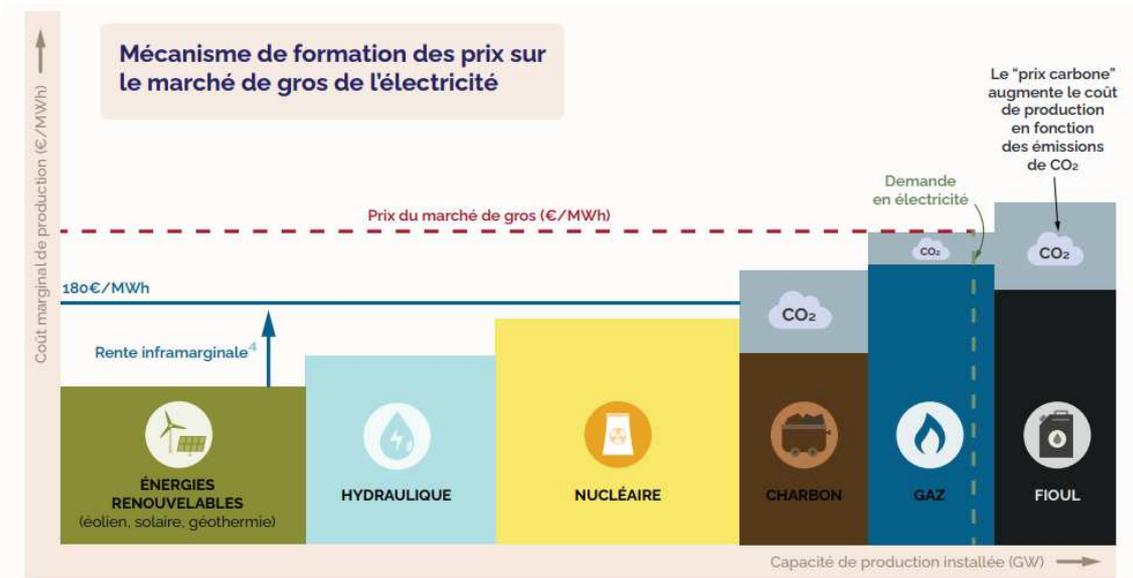
Source des données : Eurostat

### 2.1) – Un dévoiement du système d'ordre de mérite...

Nous l'évoquions précédemment : sur le marché de gros de l'électricité, le prix est déterminé selon le système d'ordre de mérite. **Un mécanisme qui, en temps normal, permet d'équilibrer le réseau européen à tout instant, pour le meilleur prix disponible (coût du CO<sub>2</sub> compris).** Mais qu'en est-il en période de crise énergétique, à l'image de celle subie par l'Europe depuis mi-2021, renforcée par l'invasion russe de l'Ukraine ?

L'étude de système d'ordre de mérite, vis-à-vis des **différentes contraintes physiques impactant la production électrique du parc européen de centrales** (sur la période entre mi-2021 et début 2023) permet d'apporter de premiers éléments de réponse.

**Figure 43** : Illustration du système d'ordre de mérite, au vu des contraintes physiques impactant la production électrique du parc européen de centrales (2021-2023)



Source de l'infographie : Institut Jacques Delors, [Lumière sur le marché européen de l'électricité](#)

### CONTRAINTES PHYSIQUES DU PARC EUROPÉEN DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE (2021-2023)

Plusieurs facteurs ont eu une incidence sur la production électrique des différentes centrales européennes. Leur combinaison a alimenté le climat général d'incertitude sur les marchés de l'électricité, entraînant l'envolée des prix.

#### 1) – LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Leur résilience a été éprouvée par la crise énergétique : elles sont parvenues à maintenir une production stable, toutefois rythmée par l'intermittence de certains moyens de production (éolien et solaire).

Cependant, **durant chaque hiver, leur production diminue en raison de phénomènes météorologiques saisonniers** (épisodes anticycloniques diminuant les vents, absence d'ensoleillement), alors que la demande électrique augmente (chauffage). À l'approche de l'hiver 2022-2023, il était donc **irréaliste de miser sur un éventuel renfort de la production renouvelable**.

#### 2) – L'HYDRAULIQUE

En Europe, les barrages hydroélectriques représentent **une part importante voire majoritaire de la production** dans plusieurs États membres (Autriche, Suède, Portugal, France, Lettonie) et États tiers exportateurs vers l'UE (Norvège).

Quel est le point commun entre ces pays producteurs ? Tous ont subi les effets de la **sécheresse historique qu'a connu l'Europe en 2022, conséquence du dérèglement climatique**. En août 2022, la production hydroélectrique norvégienne était en diminution de 18 % par rapport à la même période en 2021. En France, elle a diminué d'environ un quart (-22,4 %) sur l'année 2022 par rapport à 2021, selon EDF. Face à l'incertitude vis-à-vis d'un retour de pluies suffisantes pour remplir les réservoirs d'eau, à l'approche de l'hiver 2022-2023, **il était également difficile de miser sur une production hydroélectrique suffisante**.

### **3) – LE NUCLÉAIRE**

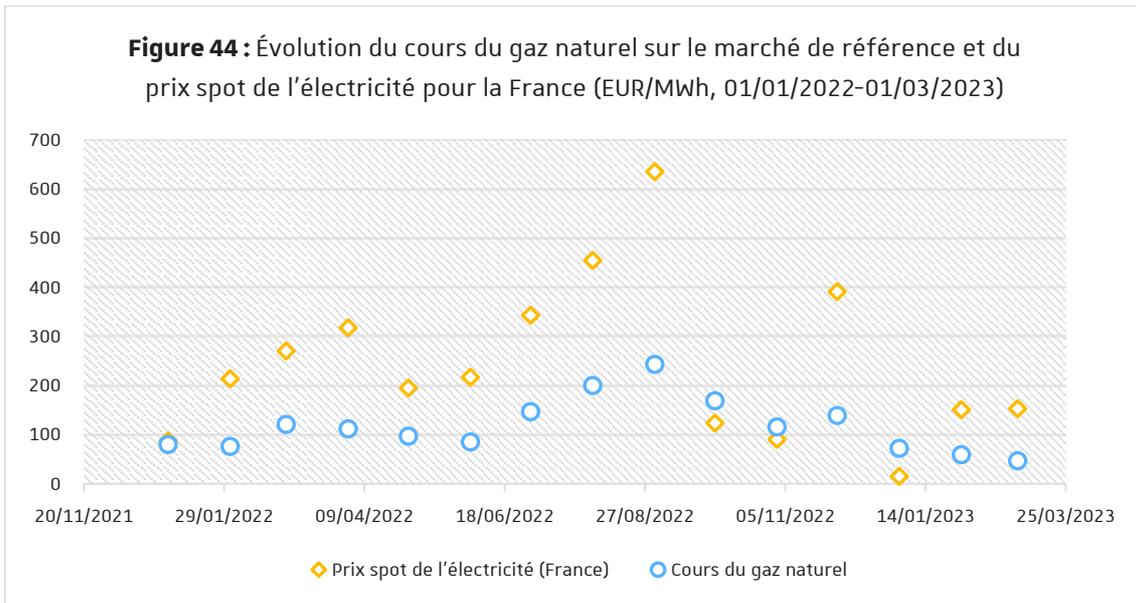
Nous l'abordions dès l'introduction : entre la fin 2021 et le début 2023, le parc nucléaire français a connu une crise inédite depuis sa construction. En raison des retards de maintenance dus à la pandémie de Covid-19 et au phénomène nouveau de la corrosion sous contrainte, au plus fort de la crise (août 2022), **32 réacteurs sur 56 étaient à l'arrêt : soit environ un tiers du parc nucléaire de l'Union !**

En parallèle, la multiplication des sanctions occidentales vis-à-vis de Moscou, et la réduction des exportations d'hydrocarbures russes à destination de l'Europe, ont alimenté les craintes autour des centrales d'Europe centrale et orientale approvisionnées en combustible par Rosatom. **Autant d'éléments ayant alimenté le climat d'incertitude général sur le marché de l'électricité.**

Dans ces conditions, aucun des moyens de production cités ne serait en mesure d'absorber, en temps normal, une demande croissante d'électricité en hiver. Ainsi, depuis l'été 2022, pour équilibrer le réseau, **les opérateurs n'ont eu d'autres choix que de faire appel sur le marché spot à des centrales thermiques** : la plupart du temps, des centrales à gaz, dont le cours du combustible s'est envolé depuis mi-2021, dynamique renforcée par le chantage énergétique du Kremlin. Autrement dit : pour assurer nos besoins en électricité tout en compensant la baisse des volumes produits par nos centrales les moins chères (renouvelables, hydraulique et nucléaire), **il a fallu faire appel à des centrales thermiques en nombre, alors que le prix du gaz explosait !**

Quelle conséquence sur le prix de l'électricité ? Étant donné que le prix sur le marché de gros reflète le coût de production de la dernière centrale appelée, **le prix de l'électricité s'est retrouvé couplé à celui du gaz en pleine envolée !**

En conclusion, bien que le système d'ordre de mérite permette en temps normal d'optimiser le prix de gros de l'électricité, en faisant appel au moyen de production le moins cher – en outre, le plus décarboné possible – **face à la crise énergétique, il a montré toute sa faiblesse** : les centrales à gaz ayant été davantage sollicitées, leur coût de production en pleine croissance s'est répercuté sur le prix de l'électricité, liant les deux produits énergétiques.



Source des données : Nord Pool, Intercontinental Exchange (ICE) Dutch TTF

#### LÉGENDE

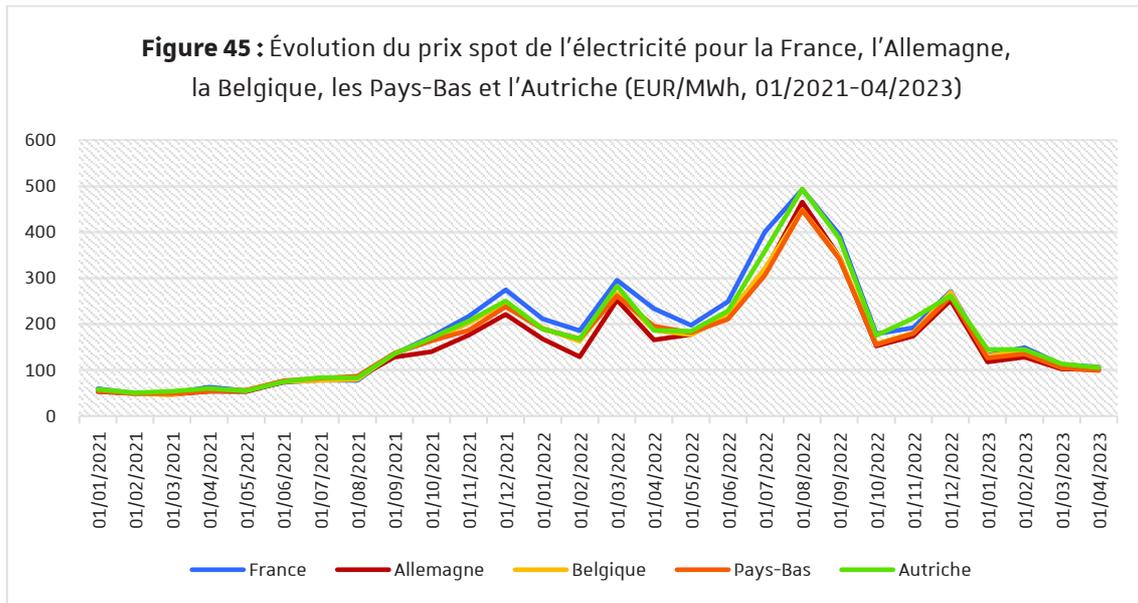
Les prix de l'électricité spot pour la France correspondent au prix du marché spot pour une livraison le lendemain (marché *Day-Ahead* ou *J+1*). Le choix de ce pays plutôt qu'un autre se justifie par les **conditions physiques de son réseau entre 2021 et 2023** (crise du parc nucléaire, baisse de la production hydroélectrique, moins de capacités renouvelables installées en proportion que ses voisins) maximisant l'appel à des centrales à gaz et *in fine* la corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité.

Pour le cours du gaz naturel, les données correspondent à l'évolution quotidienne du prix du gaz naturel sur les contrats TTF à un mois (cf. figure 1).

Les **différences d'écart s'expliquent par les évolutions propres aux marchés du gaz naturel et de l'électricité sur la période** : par exemple, si les cours du gaz naturel amorcent leur baisse à partir d'août 2022 (par l'arrivée massive de GNL en Europe, la signature de contrats avec de nouveaux fournisseurs, etc.), cela ne suffit pas à apaiser le marché de l'électricité qui subit d'autres contraintes. Ainsi, le prix spot le plus élevé de l'électricité (septembre 2022) correspond au pic de la crise du parc nucléaire français (32 réacteurs sur 56 à l'arrêt fin août, avec un redémarrage progressif). Toutefois, **on retrouve des dynamiques comparables**, reflétant la corrélation entre les deux produits énergétiques.

## 2.2) – Responsable d'une envolée des prix sur le marché de gros

L'augmentation des prix de l'électricité et leur corrélation avec le prix du gaz naturel trouvent ainsi leur origine sur le marché de gros. Dans un premier temps, cette envolée des tarifs a concerné les produits spot, dont les prix reflètent le coût de production en quasi-temps réel, lui-même influé par les contraintes physiques du réseau que nous venons d'évoquer.



Source des données : Nord Pool

#### LÉGENDE

Les prix de l'électricité spot correspondent à la moyenne mensuelle des prix du marché spot pour une livraison le lendemain (marché *Day-Ahead* ou J+1). Nous avons sélectionné cinq États proches géographiquement échangeant quotidiennement de l'électricité entre-eux, d'où la proximité entre les différentes courbes.

Toutefois, les produits spot ne sont utilisés qu'à des fins d'équilibrage du réseau, ce qui ne devrait représenter qu'une part marginale des achats d'électricité, les fournisseurs anticipant leurs besoins en négociant des produits à terme. Dans ce cas, si les produits spot ne composent qu'une partie minime des achats d'électricité, ils ne devraient pas avoir de réelle incidence sur les prix finaux : ces derniers reposant majoritairement sur l'achat de produits à terme dont le tarif fixe est négocié en amont.

Pourtant, la volatilité des prix des produits spot a contaminé l'ensemble du marché de gros, se répandant aux produits à terme. En effet, la définition du prix des produits à terme n'est pas étrangère à l'évolution des prix spot. Sur le marché à terme, les fournisseurs peuvent acheter des volumes d'électricité en avance, jusqu'à trois ans avant la date de livraison<sup>151</sup>, afin d'assurer leur couverture pour un prix optimal. Or, les producteurs cherchent à couvrir leurs

<sup>151</sup> Sachant que le paiement n'a pas lieu avant la période de livraison, mais durant celle-ci. Seul le prix est établi en amont.

coûts à plus court terme, afin de financer les investissements nécessaires dans la maintenance et le développement des capacités de production électriques.

Autrement dit, les producteurs doivent s'assurer de disposer de ressources financières suffisantes à court-terme, quand les rentrées d'argent provenant des fournisseurs interviennent à moyen-terme<sup>152</sup>. Ainsi, pour se prémunir d'un manque de liquidités, **dans les négociations de produits à terme, les producteurs s'appuient sur l'état du marché à court-terme pour fixer leur prix** : cet état du marché correspondant à la **moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée sur chaque contrat**.

$$P_t = \frac{\sum P_s}{x}$$

Où «  $P_t$  » est le prix du produit à terme proposé par le producteur durant les négociations des contrats (l'état du marché à court-terme), «  $\sum P_s$  » la somme des prix spot anticipés, divisée par «  $x$  » la période de livraison envisagée (nombre de jours, semaines, mois, etc.).

Conséquence immédiate de ce fonctionnement : si la volatilité des prix spot de l'électricité est accrue – au hasard, par une crise énergétique elle-même renforcée par une crise géopolitique d'ampleur – **les prix des produits à terme deviennent à leur tour instables**. Et ce, en dépit de leur vocation à assurer aux fournisseurs (puis au consommateur final) une fourniture pour un prix stable connu à l'avance.

**Concrètement, tous les contrats à terme arrivant à échéance<sup>153</sup> durant l'année 2022 ont été renégociés dans un contexte délétère d'explosion des prix sur les marchés spot**. La volatilité de ces derniers a par conséquent influé le prix proposé par les producteurs pour les nouveaux contrats à terme signés ces derniers mois.

En conclusion, l'instabilité des prix, partie des produits spot puis diffusée aux produits à terme, a alimenté les différentes spéculations durant l'année 2022, se traduisant par une

---

<sup>152</sup> Hors produits spot payés comptant.

<sup>153</sup> Rappelons que leur durée maximale s'établit à trois ans, mais nombre de contrats sont renégociés à des intervalles temporels plus courts. Au final, peu de consommateurs se sont retrouvés dans la situation idéale où ils auraient négocié un contrat à long-terme (3 ans), juste avant l'envolée des prix, les protégeant de celle-ci pour la période maximale possible...

hausse généralisée des prix sur le marché de gros de l'électricité. Un phénomène de contagion atteignant à son tour le marché de détail.

### 2.3) – Atteignant le marché de détail

Le marché de gros, par définition, ne concerne que les producteurs et les fournisseurs d'électricité ; on peut supposer que **le consommateur final lambda, particulier comme professionnel, est assez détaché du fonctionnement de ce marché**. Il se contente de choisir son fournisseur et n'est pas, sauf cas spécifique<sup>154</sup>, très préoccupé quant à l'origine de l'électricité qu'il consomme. Pourtant, il subit de plein fouet l'augmentation des prix sur sa facture : autrement dit, **la volatilité des prix du marché de gros s'est répandue au marché de détail**. Comment expliquer ce phénomène ?

La réponse est à chercher du côté des **fournisseurs d'électricité** : confrontés à l'emballement des prix spot (puis à terme) sur le marché de gros, ils n'ont eu d'autre choix que de répercuter ces hausses sur leurs clients. D'une certaine manière, ils ont été la « **courroie de transmission** » de l'emballement des prix sur le marché de gros vers le marché de détail.

Selon certains spécialistes du marché européen de l'électricité<sup>155</sup>, la situation de certains fournisseurs a été rendue d'autant plus difficile par la **nécessité de recourir davantage au marché spot que prévu**, en dépit de sa volatilité accrue (cf. figure 45). Deux raisons expliquent ce phénomène : d'une part, **un manque d'investissement des fournisseurs dans les produits à terme**. Comme nous l'expliquions en amont, on peut attendre d'un fournisseur qu'il ait anticipé ses besoins en électricité par l'achat de produits à terme, et qu'il ne fasse appel au marché spot qu'en cas d'imprévu, pour équilibrer le réseau et tenir ses engagements de fourniture auprès du client final. Or, depuis mi-2021, l'emballement accru des produits spot s'est répercuté sur les produits à terme : il est donc **trop tard, pour un fournisseur, d'espérer négocier un tarif compétitif sur l'achat de produits à terme**. Aucun fournisseur ne souhaite

---

<sup>154</sup> On pourrait penser, par exemple, à un consommateur souscrivant à une offre « verte » avec de l'électricité renouvelable dont l'origine est garantie.

<sup>155</sup> GOLDBERG Nicolas & GUILLOU Antoine, *Décorrélés les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ?*, Terra Nova, 16/01/2023.

s'engager sur un contrat à moyen-terme (de plusieurs mois, voire années) dont le prix reflèterait l'état du marché à court-terme, alors que celui-ci s'établit sur des prix spot au plus haut (notamment dans la période entre mai et octobre 2022). **Plutôt que d'être « poings liés » sur une certaine période par un contrat au prix trop élevé**, nombre de fournisseurs ont préféré se rabattre sur le marché spot – malgré des prix au sommet – pour assurer leurs besoins, **en misant sur un apaisement du marché rendu possible par les efforts des gouvernements et des producteurs en ce sens**<sup>156</sup>.

D'autre part, **les contraintes physiques impactant la production électrique** du parc européen de centrales (cf. figure 43) **ont rendu inévitable un recours accru au marché spot**. Prenons l'exemple d'un producteur et fournisseur comme EDF<sup>157</sup> : celui-ci est engagé auprès d'autres fournisseurs (sur le marché de gros) et de ses propres clients finaux (sur le marché de détail). Soudain, comble de malchance : sur une période restreinte, il subit de plein fouet une chute de sa production d'origine nucléaire (corrosion sous contrainte, retards de maintenance) et hydroélectrique (sécheresse). En revanche, EDF ne peut rompre les contrats avec ses clients : **pour récupérer l'électricité manquante, l'entreprise n'a d'autre choix que de se tourner vers le marché spot**, quitte à subir les prix pratiqués, eux-mêmes liés à l'envolée des cours du gaz naturel et à l'affaiblissement des autres moyens de production. Si l'exemple d'EDF est le plus éloquent, nombre d'autres grands producteurs et fournisseurs européens ont connu des déboires similaires (Iberdrola en Espagne, E. ON en Allemagne, ČEZ en République tchèque, etc.).

Pour ces deux raisons, **les fournisseurs d'électricité européens, durant l'année 2022, ont dû recourir massivement au marché spot** : confrontés à l'envolée des prix sur ce marché, ils n'ont eu d'autre choix que de la répercuter sur le client final<sup>158</sup>.

---

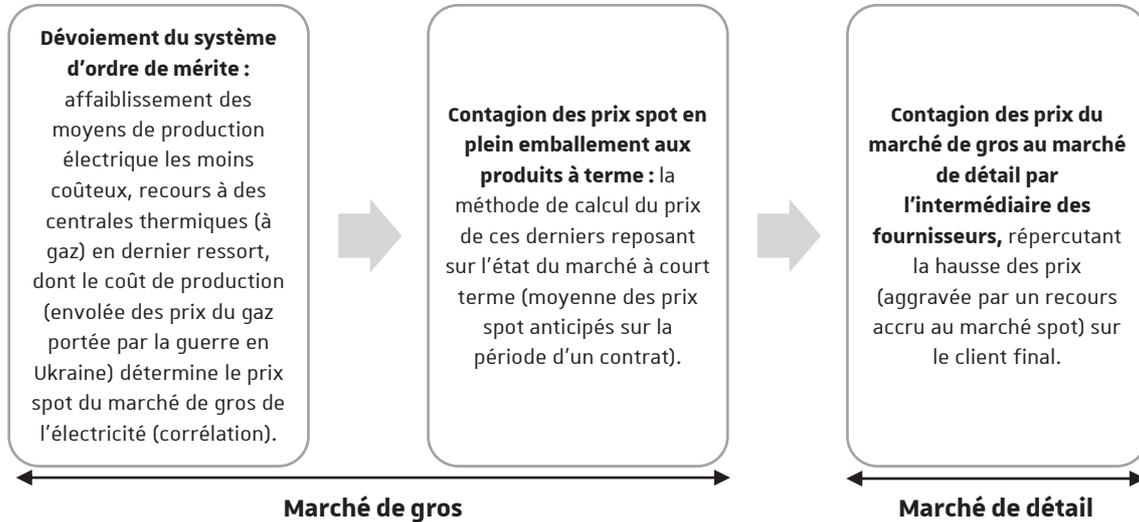
<sup>156</sup> Plusieurs signaux ont été envoyés par les États européens durant l'année 2022 à cet effet : signature de contrats massifs d'importations de gaz naturel et de GNL, promesses d'EDF sur un calendrier de redémarrage des réacteurs nucléaires, plans d'investissement dans les énergies renouvelables, campagnes d'information sur la sobriété et l'efficacité énergétiques pour réduire la demande, etc.

<sup>157</sup> Dans l'exemple d'EDF, sa situation est rendue d'autant plus précaire par le système de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) contraignant l'entreprise à céder à un prix inférieur à son coût de production environ un quart de sa production nucléaire à d'autres fournisseurs alternatifs. Un système défaillant à maintes égards, nous y reviendrons.

<sup>158</sup> Le client final ayant plus ou moins subi une augmentation de sa facture d'électricité selon la mise en œuvre (ou non) par son gouvernement d'un bouclier tarifaire.

## 2.4) – Révélant ses propres failles

**Figure 46 :** Schéma récapitulatif du phénomène de contagion de l'envolée des prix sur les marchés de l'électricité



Ainsi, le schéma ci-dessus résume les points abordés précédemment, mettant en exergue les mécanismes de marché à l'œuvre, responsables de l'emballement généralisé des prix de l'électricité, impactant à leur tour l'économie réelle (inflation).

Le marché de détail atteint, ses propres faiblesses ont été mises à nu : la meilleure illustration étant une **vague de faillites et de cessations d'activité sans précédent parmi les fournisseurs alternatifs, dès 2021**. Les exemples ne manquent pas : en France, on peut citer ceux de E.Leclerc Énergies<sup>159</sup>, d'Hydroption<sup>160</sup>, ou encore de Planet Oui<sup>161</sup>. En Europe, celui de Bohemia Energy<sup>162</sup>, principal fournisseur alternatif en République tchèque. D'autres sociétés, incapables de faire face à l'envolée des prix sur le marché spot, ont « invité » – de manière plus ou moins légale – leur clients à rompre leur contrat, et à se rabattre sur l'opérateur

<sup>159</sup> Ayant cessé de proposer des offres de fourniture d'électricité dès la fin octobre 2021.

<sup>160</sup> Faillite en décembre 2021. Hydroption était le fournisseur, entre autres, de la Mairie de Paris, de certains sites de l'armée française, etc.

<sup>161</sup> Placement en redressement judiciaire en janvier 2022.

<sup>162</sup> Faillite en décembre 2021.

**historique.** Ce fut notamment le cas du groupe Casino en France, propriétaire de Cdiscount Énergie, ou encore du fournisseur Mint Énergie.

Comment expliquer cette débâcle ? Plusieurs explications sont possibles, toutes symptomatiques des défaillances dans la régulation du marché de détail. Premièrement, **un manque criant de liquidités dans la trésorerie des fournisseurs**, incapables d'assumer financièrement une envolée brutale des prix de l'électricité. À la différence du secteur bancaire, soumis à des règles macroprudentielles strictes<sup>163</sup>, les fournisseurs d'électricité ne font pas l'objet d'une surveillance accrue du régulateur. Ce manque de liquidités a été rendu **d'autant plus problématique par le système des contreparties centrales**. Celui-ci impose, sur les contrats liant les entreprises énergétiques, des obligations de marge à déposer en banque, pour se couvrir en cas de défaillance. Or, avec l'envolée galopante des prix de l'énergie, ces marges augmentent automatiquement en proportion, amplifiant les besoins de liquidités des opérateurs... qui n'en ont déjà pas assez en réserve ! Enfin, les fournisseurs sont les premières **victimes de l'emballement des cours des combustibles fossiles importés** – dont le gaz naturel – et de **l'augmentation des primes de risques appliquées par les banques** dans un climat d'incertitude général.

Deuxièmement, cette bérézina s'explique par les **abus constatés chez certains fournisseurs alternatifs**. Nombre d'entre-eux ont profité de l'ouverture à la concurrence pour se comporter comme de véritables traders, sans jamais produire le moindre commencement d'électron, formant un véritable « village Potemkine » de prétendus fournisseurs d'électricité. Par exemple, des sociétés comme celles que nous mentionnions plus haut ont volontairement abandonné leurs clients<sup>164</sup> pour revendre – à prix d'or – l'électricité qu'ils avaient achetée en amont sur les marchés. Revendue à qui ? **Aux opérateurs historiques, forcés par leurs gouvernements à récupérer les clients lâchés par ces mêmes fournisseurs alternatifs !**

---

<sup>163</sup> Par exemple, le règlement Bâle III (2010) impose aux banques l'organisation de stress-tests réguliers, ou encore l'obligation de détention de réserves de trésorerie pour se couvrir en cas de crise.

<sup>164</sup> Par la cessation de leurs activités, ou l'instauration de tarifs prohibitifs pour chasser leurs clients vers la concurrence.

En France, **les dysfonctionnements de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) ont aggravé ce système.** Ce dispositif permet aux fournisseurs alternatifs de racheter à un prix faible et fixe (42€/MWh) environ un quart de la production d'électricité d'origine nucléaire d'EDF. Cette électricité est ensuite revendue par les fournisseurs alternatifs selon leur propre prix, tirant leur bénéfice : autrement dit, EDF alimente ses propres concurrents<sup>165</sup> ! Le fonctionnement de ce dispositif a été exploité par les fournisseurs alternatifs : durant chaque été, ils achètent des « droits ARENH » auprès d'EDF<sup>166</sup>. **Certains fournisseurs ont alors tout fait pour attirer un maximum de nouveaux clients avant cette période, pour récupérer un maximum de droits,** donc un vaste volume d'électricité acheté à bas prix au titre de l'ARENH ! Une fois ces droits (mal)acquis, **à l'autonome 2022, ces fournisseurs ont abandonné leur clientèle tout en conservant le bénéfice de leurs droits ARENH.** Ils ont ainsi pu revendre à prix d'or sur les marchés cette électricité acquise à bas prix !

En conséquence, **plusieurs fournisseurs alternatifs ont fait l'objet d'enquêtes administratives.** C'est le cas d'Ohm, sous le coup d'une investigation menée par la Commission de Régulation de l'Énergie (le régulateur du marché) et la Direction générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des fraudes (DGCCRF). L'entreprise est suspectée d'avoir proposé à des consommateurs des offres attractives, inférieures au tarif régulé, début juillet 2022 (au moment de l'attribution des droits ARENH) avant d'augmenter brutalement ses prix au 1<sup>er</sup> septembre, invoquant l'état des prix du marché de gros – tout en ayant récupéré, entre temps, les précieux droits ARENH. **En cas de condamnation, Ohm et les autres fournisseurs suspectés d'abus pourraient perdre leur autorisation d'exercer.**

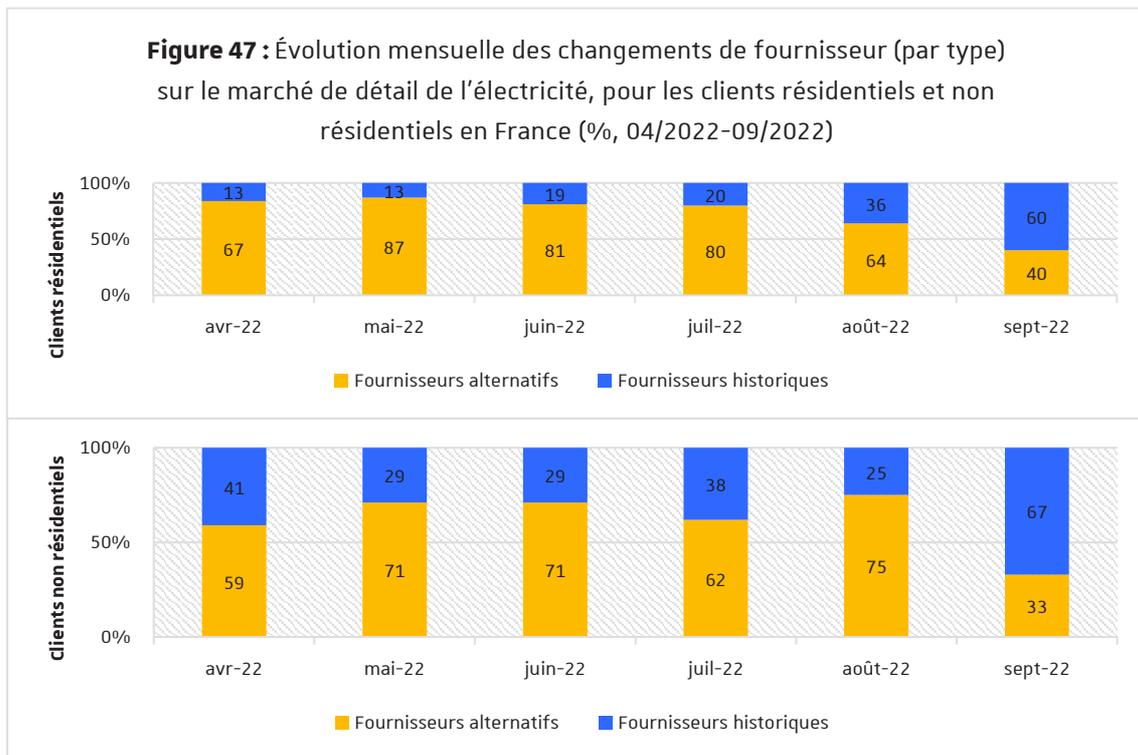
Conséquence de ces dysfonctionnements : les clients lâchés par leurs fournisseurs ont dû se rabattre en urgence, au prix fort, sur d'autres opérateurs alternatifs plus solides ou vers les opérateurs historiques. Pour ces derniers, cet état de fait a aggravé leurs propres

---

<sup>165</sup> Nous reviendrons sur les justifications et l'élaboration du dispositif ARENH au point suivant.

<sup>166</sup> Les droits ARENH correspondent au volume d'électricité qu'un fournisseur peut acheter à EDF au titre de l'ARENH. Ce volume est décidé par la CRE selon la taille du portefeuille du fournisseur alternatif (son nombre de clients).

difficultés : dans le cas d'EDF, l'entreprise subit non seulement les effets de l'ARENH sur ses comptes, mais aussi le retour de ces clients auxquels elle vend son électricité au tarif régulé, alors que ses propres contraintes physiques de production<sup>167</sup> la contraignent à acheter de l'électricité sur le marché de gros au prix fort, pour tenir ses engagements de fourniture.



Source des données : Observatoire des marchés de détail de la CRE

#### LÉGENDE

Clé de lecture : en juillet 2022, 80 % des changements de fournisseur d'électricité pour les clients résidentiels étaient au profit d'un fournisseur alternatif. En septembre, la majorité de ces changements (60 %) étaient au profit des fournisseurs historiques (EDF et ELD).

La combinaison de ces facteurs a justifié l'annonce, à la surprise générale, **du plan de renationalisation d'EDF durant l'été 2022**. Dans les autres États membres, les gouvernements ont aussi dû jouer au pompier avec leurs opérateurs historiques : par exemple, **en Allemagne, Uniper a fait l'objet d'un plan de sauvetage de 15 milliards d'euros**.

<sup>167</sup> Crise du parc nucléaire français, sécheresse impactant la production hydroélectrique, etc.

Quelle conclusion tirer de ces éléments ? Le cadre du marché de détail était d'ores et déjà défaillant avant même l'envolée des prix sur le marché de gros : **cette dernière a simplement été l'étincelle, qui serait survenue tôt ou tard.**

**2.5) – Une crise résultant d'un manque d'investissement dans la production électrique, conséquence d'une concurrence faussée**

Cette longue explication était indispensable à la compréhension de l'origine de cet emballement des prix de l'électricité. Le point de départ est à situer au niveau des **contraintes physiques impactant nos moyens de production électriques** durant la période 2021-2023 ; par la suite, les **mécanismes de marché** ont entraîné l'augmentation successive des prix, jusqu'à la facture du consommateur final.

**Autrement dit, le nerf de la guerre énergétique, c'est la production.** La véritable solution à la crise, outre la nécessaire réforme de l'organisation des marchés de l'énergie, est donnée par la loi économique fondamentale de l'offre et de la demande : **pour baisser les prix, il faut développer les capacités de production.** Or, le cadre réglementaire en vigueur relatif aux marchés de l'électricité **n'encourage pas les acteurs à l'investissement** ; pire, des défauts de conception peuvent en dissuader.

Tout d'abord, **l'organisation des marchés de gros n'encourage pas les opérateurs à investir** dans les capacités de production. On peut déplorer l'existence d'une forme de « **paradoxe temporel** » sur le **marché de gros** : d'une part, ils donnent de la visibilité sur les prix – et donc les revenus des producteurs – **durant trois ans au mieux** (durée maximale des contrats à terme). Alors que les investissements dans la production électrique (construction de centrales, déploiement du réseau, etc.) demandent beaucoup plus de temps : **entre 5 et 20 ans selon la source d'énergie développée !** Les projets les plus fastidieux, au gré des difficultés et contraintes réglementaires, peuvent prendre des années de retard avant de produire le moindre électron : dans le cas de l'EPR de Flamanville, celui-ci a accumulé 12 ans de retard ! Les énergies en apparence les plus simples à développer, comme les renouvelables,

n'échappent pas à ce phénomène : par exemple, le parc éolien en mer de Saint-Nazaire a été inauguré... 11 ans après le calendrier prévu (2011), en raison des multiples recours déposés devant la justice par des associations opposées au projet. En clair, **il paraît assez irréaliste de penser que trois années suffisent à donner une visibilité suffisante aux producteurs pour investir.**

Dans leur étude<sup>168</sup>, Nicolas Goldberg et Antoine Guillou parlent d'une « myopie des marchés de gros » que **seule la puissance publique peut résoudre**, car elle dispose de la visibilité à moyen et long-terme que les énergéticiens n'ont pas, à cause du cadre réglementaire sur le marché de gros. Concrètement, les États peuvent financer directement les projets, ou s'engager sur le prix de rachat de l'électricité produite pour inciter les opérateurs.

**Ce paradoxe temporel est cohérent avec les positions adoptées par la Commission européenne.** Pour accélérer le déploiement de capacités renouvelables – l'un des objectifs de l'Union selon l'article 194 du TFUE<sup>169</sup> – l'exécutif européen a autorisé les États membres à soutenir financièrement les projets au travers d'aides d'État : comme un désaveu, **reconnaissance de l'incapacité du marché de gros à s'autoréguler** et à envoyer les bons signaux d'investissement. Par ailleurs, dans le cadre de la politique de concurrence, la Commission s'est longtemps engagée pour la **suppression de tous les contrats de long-terme**, comme les contrats Exeltium<sup>170</sup>.

D'autre part, **les capacités d'investissement des opérateurs historiques européens sont entravées par certaines règles** conçues pour développer la concurrence – avec un succès plus ou moins relatif. En France, cette défaillance de marché est incarnée par un dispositif que nous évoquions plus tôt : l'ARENH.

---

<sup>168</sup> GOLDBERG Nicolas & GUILLOU Antoine, *Décorrélés les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ?*, Terra Nova, 16/01/2023.

<sup>169</sup> Cf. encadré 1.

<sup>170</sup> Exeltium est un consortium formé par EDF et plusieurs grands industriels français au début des années 2010. Il a permis la signature de contrats de fourniture d'électricité d'origine nucléaire, à prix et volumes stables, sur une période de 24 ans. Ce type de contrat a l'avantage d'offrir une visibilité à long terme sur le prix pour le producteur, comme pour le consommateur final. Toutefois, avant son autorisation, la Commission avait mené une longue enquête pour déterminer s'il n'était pas contraire au droit de la concurrence.

**ENCADRÉ 6 – L'ACCÈS RÉGULÉ À L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE HISTORIQUE (ARENH)**

L'ARENH est un dispositif instauré en 2010 par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) pour la période 2011-2025.

Il permet aux fournisseurs alternatifs d'électricité d'acheter à un **tarif régulé fixé par décret** (42€/MWh) environ **un quart de la production électrique d'origine nucléaire annuelle d'EDF** (soit environ 100 TWh).

Pour bénéficier du dispositif, des droits ARENH sont déterminés chaque été par la Commission de Régulation de l'Énergie, selon la taille du portefeuille de chaque fournisseur alternatif.

Pour comprendre les justifications et le principe de l'ARENH, **il convient de le resituer dans son contexte**. Comme nous l'évoquons à plusieurs reprises, depuis les années 1980 et les paquets législatifs successifs, les marchés de l'énergie ont été progressivement libéralisés dans l'UE. L'une des principales conséquences de cette ouverture à la concurrence a été le **démantèlement du monopole des opérateurs historiques**, à l'instar d'Électricité de France.

Dans ce cas spécifique, la Commission européenne – chargée du bon suivi des objectifs inscrits dans les directives de libéralisation – a rencontré une forte opposition des gouvernements français successifs. Ces derniers étaient **attachés au maintien de l'exploitation des centrales nucléaires historiques dans le giron d'EDF**<sup>171</sup>, alors que l'exécutif européen était favorable à l'émergence de nouveaux acteurs et à la fin du monopole d'EDF sur la « rente nucléaire »<sup>172</sup>.

Un compromis a pu être trouvé avec l'ARENH, imaginé par la commission dite « Champsaur »<sup>173</sup> sur l'organisation du marché de l'électricité (2009). Le dispositif a été pensé pour **permettre aux fournisseurs alternatifs**, en revendant à leurs propres clients cette électricité produite par EDF et acquise à bas prix, **d'utiliser ces bénéfices pour développer**

<sup>171</sup> Rappelons que le capital d'EDF, avant la décision de renationalisation annoncée à l'été 2022 par le gouvernement Borne, était détenu à hauteur de 83 % par l'État français (données EDF).

<sup>172</sup> La « rente nucléaire » se définit par la situation d'EDF une fois la construction du parc électronucléaire français achevée, au début des années 2000. Alors que les centrales avaient été financées par l'État français, EDF en était l'unique exploitant, lui garantissant des rentrées financières stables à long-terme, grâce à l'exportation d'électricité nucléaire en Europe. Autrement dit, l'énergéticien français disposait d'un important avantage comparatif – perçu par certains comme illégitime – vis-à-vis de ses concurrents étrangers. C'est pour briser ce phénomène de « rente » que la Commission a soutenu l'émergence d'autres acteurs en concurrence d'EDF, qui auraient pu récupérer une partie du parc nucléaire.

<sup>173</sup> Du nom de Paul Champsaur, ancien haut-fonctionnaire français.

leurs propres capacités de production d'électricité et ne pas dépendre de celles d'EDF. L'ARENH étant établie pour 15 ans (2011-2025), cette période a été jugée suffisante pour inciter les fournisseurs alternatifs à investir dans la production. Toutefois, **aucune mesure de contrôle sur l'usage des bénéfices issus de l'ARENH n'avait été décidée.**

Or, depuis 2021 et l'envolée des prix de l'énergie, les faillites successives de ces fournisseurs n'ayant pas utilisé leurs recettes aux fins prévues, ont révélé la faiblesse du dispositif. **Nombre d'entre-eux se sont contentés d'acheter une électricité à tarif régulé pour la revendre plus cher à leurs clients finaux.** Une défaillance d'autant plus importante qu'EDF, subissant en parallèle une baisse historique de sa production nucléaire et hydroélectrique, a dû racheter sur les marchés (au prix fort), l'électricité qui avait été partiellement livrée à ses concurrents (via l'ARENH), pour être en mesure de fournir ses propres clients ; **un facteur aggravant la dette du groupe EDF, à la progression inquiétante <sup>174</sup>, entravant ses capacités d'investissement.**

Ainsi, dans le cas français, **les règles d'ouverture à la concurrence**, au travers du dispositif ARENH, **ont généré une concurrence faussée**, l'opérateur historique devant favoriser ses concurrents, des « fournisseurs alternatifs » n'ayant pas utilisé à bon escient leurs profits, se retrouvant pour la plupart dans l'incapacité de faire face à l'envolée des prix constatée depuis 2021.

**D'où la multiplication des critiques contre le dispositif ARENH depuis le déclenchement de l'emballlement des prix de l'électricité.** Dans son rapport final rendu public début avril 2023<sup>175</sup>, la commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France » a dénoncé un « *cadre européen néfaste* » coupable de « *désavantager la France* » et son mix électrique reposant principalement sur l'énergie nucléaire. « *La France doit cesser de subir des règles économiques qui fragilisent son industrie*

---

<sup>174</sup> En 2022, malgré un chiffre d'affaires en progression de 70 % – grâce aux prix élevés de l'énergie – s'établissant à 143,5 milliards d'euros, le groupe EDF, en cours de renationalisation, a enregistré des pertes record de 17,9 milliards d'euros, son endettement atteignant quelques 64,5 milliards d'euros (!).

<sup>175</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, ARMAND Antoine (rapporteur), *Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*, Paris, 30/03/2023, 490 p.

au mépris du principe de subsidiarité », ont réclamé les députés. Ces derniers plaident pour une « réforme en profondeur du marché européen, en lien avec nos choix industriels nationaux », et la suspension de certains dispositifs découlant des règles communautaires, **aux premiers rangs desquels est clairement pointée du doigt l'ARENH**. Le gouvernement français n'a pas encore répondu à la proposition des députés : toutefois, la Ministre de la Transition énergétique Agnès Pannier-Runacher a rappelé que l'ARENH était conçue pour prendre fin en 2025, et qu'il faudrait dans tous les cas trouver une alternative au dispositif.

### **C) – Une réforme pour un changement de paradigme : passer d'un marché unifié par le « tout-concurrence » à la promotion de la transition énergétique**

Les pages précédentes ont pu donner un aperçu des multiples défaillances du cadre réglementaire des marchés européens de l'énergie, aussi bien pour le gaz naturel que l'électricité, dont nous subissons les effets depuis la fin de l'année 2022. **La situation actuelle rend plus que jamais nécessaire une réforme : mais dans quel objectif ?**

De notre point de vue et de celui de plusieurs spécialistes du monde de l'énergie, **cette réforme doit permettre d'en finir avec les faux-semblants de la politique énergétique européenne**. L'histoire va dans le sens d'un marché unifié à l'échelle continentale, capable de répondre à l'évolution des contraintes physiques inattendues impactant la production<sup>176</sup>, **pour garantir à chaque Européen une énergie sûre et abordable** : les deux objectifs du plan RePowerEU.

Pour atteindre cet horizon ambitieux mais réaliste, une réforme des marchés européens de l'énergie doit remplir deux objectifs : tout d'abord, **achever l'intégration du marché**, rendant possible la solidarité entre États membres en cas de crise ; enfin, **promouvoir les investissements dans la production énergétique**, notamment issue des énergies renouvelables, gages de souveraineté.

---

<sup>176</sup> Qu'il s'agisse d'une rupture d'approvisionnement en combustibles solides russes, d'une crise inattendue de la production nucléaire française, ou encore de l'intermittence des énergies renouvelables amenées à se développer...

Toutefois, en réponse à la crise actuelle, nombre de politiciens – la plupart connus pour leurs positions eurosceptiques – **ont avancé une batterie de « fausses solutions » incompatibles avec les objectifs précédemment cités.**

### **1) – L'impasse des « fausses solutions »**

Depuis le déclenchement et l'aggravation de la crise énergétique en raison de la guerre d'Ukraine, la scène politique européenne a offert un véritable concours Lépine des idées miracles promettant de résoudre nos difficultés, aussi multiples et complexes soient-elles. Par exemple, en France, le député Olivier Marleix<sup>177</sup>, Président du groupe « Les Républicains » à l'Assemblée nationale, a appelé à la suppression d'une soi-disant « règle administrative » qui **indexerait en tout temps les prix de l'électricité sur ceux du gaz.** Or, comme nous l'avons étudié en détail précédemment, c'est par un concours malheureux de circonstances, liées aux contraintes physiques sur la production électrique entre 2021 et 2023, que les prix de l'électricité et du gaz se sont retrouvés liés. D'autres personnalités politiques ont cru atteindre le même « Eurêka! » qu'Archimède en appelant tout bonnement à « **sortir du marché européen de l'énergie** », qui serait l'unique responsable de tous nos maux, comme le sénateur de la Seine-Saint-Denis Fabien Gay<sup>178</sup> (PCF) ou l'ancien candidat à la présidence du Rassemblement national Louis Aliot<sup>179</sup>. Il convient d'étudier ces « fausses solutions » pour s'en prémunir.

---

<sup>177</sup> Olivier Marleix : « Non à une capitulation de plus face aux exigences de l'Allemagne ! », tribune accordée au Figaro, 14/09/2022, accessible sur le [site du parti « les Républicains »](#). Cette confusion fut reprise par Jordan Bardella, Président du Rassemblement national, dans sa « [Lettre aux boulangers](#) », 03/01/2023.

<sup>178</sup> Intervention pour « [Sortir l'électricité du marché unique européen](#) », 02/11/2022, accessible sur le [site du groupe « Communiste, républicain, citoyen et écologiste »](#) du Sénat.

<sup>179</sup> « [Risques de coupures d'électricité : la France doit-elle sortir du marché européen ?](#) », interview de Louis Aliot dans le [journal L'Express](#), 02/12/2022.

**1.1) – « Sortir du marché européen de l'énergie », une idée dangereuse pour la sécurité d'approvisionnement**

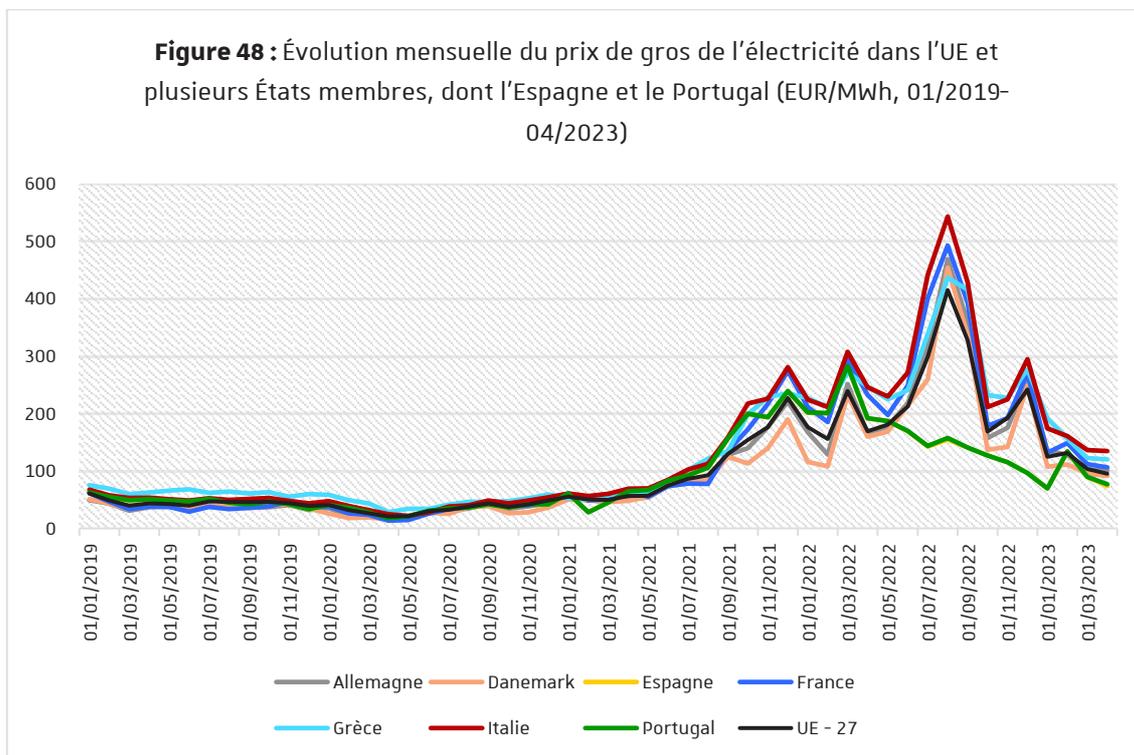
La principale force du marché européen de l'énergie, que nous évoquions en amont, est la **possibilité d'équilibrer l'offre et la demande en permanence**, ce qui est d'autant plus indispensable pour le réseau électrique afin d'éviter le risque d'un black-out. Durant l'hiver dernier, le marché spot de l'électricité a permis à la France, privée d'une partie importante de sa production nucléaire et hydraulique et incapable de satisfaire sa propre consommation, d'importer sans mal de l'électricité produite par les centrales allemandes, espagnoles, etc.

**Le marché européen est la clé de voûte de la sécurité d'approvisionnement des États membres.** En sortir, c'est mettre en péril cette sécurité, et s'exposer à un risque de coupure ou de délestage si la production nationale ne suit pas la demande. Ces quelques politiciens réclamant une sortie du marché européen de l'électricité seront ravis d'apprendre que **la France n'est pas une île<sup>180</sup>** : elle échange en permanence de l'énergie avec ses voisins, grâce aux interconnexions électriques et gazières. Par ailleurs, personne ne s'est plaint durant des années du fonctionnement du marché européen quand il permettait d'exporter le surplus de production nucléaire française à nos voisins et d'améliorer notre balance commerciale déficitaire...

---

<sup>180</sup> Même le Royaume-Uni, qui est une île, échange en continu de l'énergie avec le reste du continent, en dépit de sa sortie de l'Union européenne.

## 1.2) – Les limites d'une généralisation du « système ibérique »



Source des données : Ember, ENTSO-E

### LÉGENDE

Au plus fort de la crise énergétique et de l'envolée des prix, à partir du premier trimestre 2022, les prix de gros de l'électricité en Espagne et au Portugal (courbes superposées) étaient beaucoup plus faibles que dans les autres États membres : un écart, comme nous le verrons, en trompe-l'œil.

La deuxième « fausse solution » avancée par les détracteurs du marché européen de l'électricité serait de reproduire à l'échelle continentale le « système ibérique ». Une remise en contexte s'impose : en juin 2022, Madrid et Lisbonne ont obtenu l'autorisation de la Commission européenne pour **plafonner les prix du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité**. Ainsi, en encadrant le prix de la matière première utilisée dans les centrales électriques à gaz – dernières appelées selon le système d'ordre de mérite – l'Espagne et le Portugal ont pu **limiter la hausse de leurs prix de gros de l'électricité**, quand ceux-ci étaient en pleine envolée dans d'autres États membres (cf. figure 48). Outre cet effet recherché, l'instauration du prix plafond sur le gaz a permis de **limiter la rente inframarginale des autres**

**modes de production d'électricité appelés en amont**, évitant des surprofits jugés illégitimes pour les énergéticiens.

Toutefois, ce dispositif n'est pas plus protecteur que les boucliers tarifaires classiques mis en œuvre dans d'autres États membres : il tient seulement compte des spécificités de la péninsule ibérique, à savoir une **forte part du gaz** dans les mix électriques nationaux<sup>181</sup> et de **faibles interconnexions** avec le reste de l'Union, par leur positionnement géographique. Contrairement à ce qu'ont pu affirmer certains politiciens, l'Espagne et le Portugal ne sont jamais sortis du marché européen de l'électricité : ces deux États continuent d'échanger entre eux et avec la France.

Néanmoins, le « système ibérique » compte plusieurs écueils. Premièrement, le **consommateur final n'en profite pas sur sa facture d'électricité**. Comme le prix du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité est plafonné, le consommateur paie le coût réel de l'équilibrage du réseau sur sa facture avec une taxe spéciale<sup>182</sup> ; condition imposée par la Commission européenne pour éviter une distorsion de concurrence sur le marché de l'électricité. Deuxièmement, **ce système a des fuites** : l'Espagne restant pleinement intégrée au marché, la France a pu importer de l'électricité – la centrale à gaz espagnole étant la dernière appelée sur le réseau car la moins chère, grâce au plafond – dont le prix de gros a pu être plafonné, grâce à la taxe payée par le consommateur espagnol ! Enfin, **ce système est un non-sens en pleine crise gazière et climatique** : il incite à brûler un maximum de gaz pour limiter la hausse des prix de gros de l'électricité, alors que l'Union manque de cette ressource fossile, plutôt que de mobiliser d'autres ressources (effacements, centrales hydrauliques, importations, etc.).

---

<sup>181</sup> Selon les données de l'Agence internationale de l'énergie, en 2019, le gaz naturel représentait respectivement plus de 30,6 % et 32,5 % de la production électrique espagnole et portugaise.

<sup>182</sup> D'un montant d'environ 140€/MWh.

### 1.3) – Les subventions nationales pour la consommation d'énergie, une solution intenable

Sommés d'agir face à l'emballlement soudain des prix de l'énergie, la principale réponse déployée par les États membres fut un subventionnement massif de la consommation : une solution intenable, aussi bien pour leurs **propres finances publiques** amenées à financer l'effort de transition, que pour le **maintien de l'unité du marché unique**.

Les différentes capitales européennes ont respectivement mis en œuvre plusieurs plans afin de protéger leur économie. La France a été à l'avant-garde en la matière, en instaurant un **bouclier tarifaire sur le gaz et l'électricité**<sup>183</sup> dès la fin de l'année 2021, ainsi que plusieurs dispositifs annexes<sup>184</sup>. En Belgique, le gouvernement d'Alexander De Croo préféra la mise en œuvre d'un **mécanisme de taxation des surprofits des entreprises**. Dans le sud de l'Europe, comme nous l'évoquons, l'Espagne et le Portugal ont obtenu gain de cause auprès de la Commission européenne pour réduire leurs prix de gros de l'électricité, tandis qu'en Italie, le gouvernement de Mario Draghi décida d'une **réduction de la TVA à 5 % sur le gaz**. La réponse budgétaire la plus importante est venue d'Allemagne : la coalition feu tricolore menée par Olaf Scholz annonça en octobre 2022 un **plan de soutien à 200 milliards d'euros (!)** pour les entreprises et les ménages d'Outre-Rhin. A contrario, le Royaume-Uni a agi plus tard que ses voisins, alors que la précarité énergétique était d'ores et déjà répandue outre-Manche.

Si ces politiques nationales ont eu toute légitimité à vouloir protéger leur économie, plusieurs critiques peuvent néanmoins être formulées à leur égard. Tout d'abord, en matière de **conséquences fiscales pour les États** : le coût élevé des différents plans de sauvetage risque d'aggraver leur niveau d'endettement, alors que les dettes publiques ont déjà été gonflées par les effets de la pandémie de Covid-19 et des confinements successifs. Certaines politiques conçues comme conjoncturelles, comme les boucliers tarifaires en France, ont été maintenues, au risque de devenir structurelles et de creuser dans la durée les déficits publics. D'autre part, **encourager la consommation d'énergie provenant majoritairement de sources fossiles importées est un non-sens aussi bien environnemental que géopolitique**. Plus

---

<sup>183</sup> Celui sur l'électricité ayant vocation à être maintenu jusqu'à début 2025, selon le gouvernement français : soit quatre années de protection et de charge pour les finances publiques.

<sup>184</sup> Remises à la pompe sur le carburant, chèques énergie à destination des ménages précaires, etc.

*Une réforme pour un changement de paradigme : passer d'un marché unifié par le « tout-concurrence » à la promotion de la transition énergétique*

inquiétant encore, certains dispositifs dégainés par les États, par leur importance, suscitent un **risque réel de fragmentation du marché unique européen**. Par exemple, le plan à 200 milliards d'euros de Berlin, annoncé sans concertation avec ses homologues européens, a fait l'objet d'une attention particulière de la Commissaire européenne à la concurrence Margrethe Vestager, défiant vis-à-vis du respect des règles communautaires en matière d'aides d'État.

Pour éviter ces nombreuses difficultés, d'autres réponses politiques auraient pu être mises en œuvre. Par exemple, plutôt que d'agir directement sur les prix de l'énergie, des **politiques de revenu** auraient permis de **conserver le signal-prix élevé**, incitant à réduire sa consommation d'énergie. Les financements publics auraient pu **concentrer leurs efforts sur les acteurs les plus précaires**, afin d'éviter qu'ils ne basculent dans la précarité énergétique, tout en évitant une charge fiscale comparable à celle provoquée par des mesures généralisées sur les prix de l'énergie<sup>185</sup>. En parallèle, la réduction de la demande aurait été facilitée par les différentes campagnes de communication autour de la sobriété et de l'efficacité énergétique.

Vous l'aurez compris, la crise énergétique est d'une telle complexité qu'il est nécessaire d'adresser nos problèmes à bras le corps, et d'avancer de réelles solutions. **Des solutions à construire à l'échelle européenne.**

## **2) – Pour le marché de gros de l'électricité : une réforme soutenant les investissements dans les capacités renouvelables et décarbonées**

En revenant sur les ressorts de la crise énergétique, nous expliquions précédemment que le nerf de la guerre était la bataille pour la production. Or, **le cadre réglementaire des marchés de gros de l'électricité ne donne pas la visibilité suffisante aux opérateurs – historiques comme alternatifs – pour mener à bien de tels investissements** ; un état de fait aggravé par certains dispositifs visant à promouvoir la concurrence, comme l'ARENH en

---

<sup>185</sup> Par exemple, les différentes remises à la pompe décidées en France ou encore en Allemagne ont mis sur un pied d'égalité tous les consommateurs, riches comme précaires, limitant leur efficacité concrète. En France, la ristourne sur les carburants a coûté plus que 7,6 milliards d'euros à l'État sur l'année 2022, soit environ un sixième du budget alloué à la transition écologique sur la même période, selon les données du Ministère de l'Économie et des Finances.

France. Une réforme des marchés de gros aurait donc **vocation à privilégier les investissements dans la production** ; mais pas n'importe lesquels. Alors que l'Union européenne ambitionne d'acquérir sa souveraineté énergétique, dans un contexte de dérèglement climatique, **investir dans la production issues d'énergies fossiles importées est un contresens absolu**. Pour atteindre nos objectifs, il est donc indispensable de se tourner vers le développement des capacités renouvelables et décarbonées.

### **2.1) – De premiers pas encourageants**

Si d'immenses progrès restent à accomplir, il faut reconnaître à l'Union et ses États membres quelques premiers pas encourageants. Par exemple, **l'annonce de la sortie du Traité sur la Charte de l'Énergie<sup>186</sup> par la France** en octobre 2022 a envoyé un signal fort à l'encontre des énergies fossiles, constituant une première étape dans la réforme d'un cadre réglementaire visant à s'en émanciper.

Au niveau communautaire, le **mécanisme de taxation des surprofits des énergéticiens** proposé par la Commission européenne en septembre 2022 offre une possibilité intéressante de financement pour la transition énergétique. Il a permis de **capter la rente inframarginale accrue des producteurs d'électricité**, bénéficiant d'un effet d'aubaine lui-même suscité par l'explosion des prix du gaz<sup>187</sup>. Toutefois, pour jouer un rôle tangible, encore faudrait-il que le mécanisme soit **pérennisé dans le temps** ; par ailleurs, le **plafond de revenus fixé à 180 euros par mégawattheure est probablement trop élevé**, quand on sait que le bouclier tarifaire fut instauré en France lorsque les prix de gros ont atteint 85 euros du mégawattheure. Abaisser ce plafond, comme défendu par Paris<sup>188</sup>, permettrait de maximiser les recettes du dispositif.

---

<sup>186</sup> Le Traité sur la Charte de l'Énergie, signé en 1994, rassemblant les États membres de l'UE et plusieurs pays tiers (dont la Russie, le Royaume-Uni ou encore le Japon), fut conçu afin d'établir un cadre juridique international pour les investissements énergétiques. Selon ses détracteurs, malgré un processus de « modernisation » entre 2017 et 2022 visant à inclure les énergies bas-carbone, le mécanisme de protection des investissements inclus dans le TCE accorde une trop forte protection juridique aux projets d'énergies fossiles. Ce même mécanisme a notamment été invoqué auprès de tribunaux internationaux d'arbitrage à l'encontre d'États cherchant à ralentir ces projets. La décision française fut prise à la suite d'un rapport du Haut conseil pour le climat, invitant Paris et les autres États membres de l'UE à sortir du TCE.

<sup>187</sup> Cf. figure 41 sur l'illustration du système d'ordre de mérite sur le marché de gros de l'électricité.

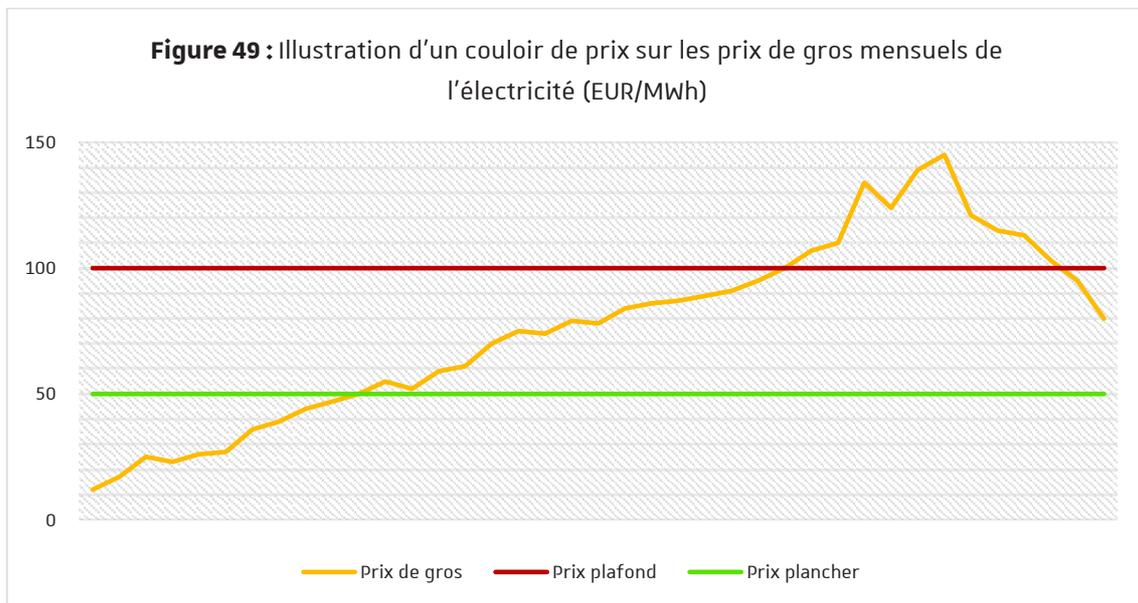
<sup>188</sup> La France avait défendu un seuil de 100 euros par mégawattheure.

## 2.2) – La piste d'un « couloir » de prix comme caution financière aux investissements

En contrepartie de ce **plafond de revenus**, il ne serait pas illégitime de la part des producteurs de demander l'instauration d'un **plancher de revenus**, garanti par l'Union et les États membres. Avec ces deux instruments, le marché de gros serait régulé autour d'un « couloir » de prix jugé bénéfique pour les producteurs comme pour les consommateurs. **Au-delà du plafond, les surprofits des producteurs seraient taxés.**

Les recettes fiscales récupérées auraient une double vocation : d'une part, si le prix de gros repassait en dessous du **prix plancher**, elles permettraient de **compenser le manque à gagner des producteurs**, leur garantissant une **visibilité financière de long-terme**, prérequis **indispensable aux investissements lourds dans la production**. D'autre part, en période de crise, cet argent abonderait les dispositifs coûteux de bouclier tarifaire et de soutien aux consommateurs les plus précaires.

En résumé, dans l'objectif d'accroître les capacités de production énergétique renouvelables et décarbonées, **un tel couloir de prix offre aux producteurs la visibilité indispensable pour couvrir leurs projets**, ce que le marché de gros est incapable de fournir actuellement.



*Une réforme pour un changement de paradigme : passer d'un marché unifié par le « tout-concurrence » à la promotion de la transition énergétique*

**LÉGENDE**

Les données pour le prix de gros de l'électricité sont fictives, elles visent uniquement à mettre en évidence le mécanisme de couloir des prix.

Le **prix plancher a été établi à 50 euros par mégawattheure**, ce qui se rapproche de la moyenne observée sur le marché de gros en Europe entre les années 2015 et 2021 (cf. figure 5).

Le **prix plafond a été établi à 100 euros par mégawattheure**, reprenant la proposition française de fin 2022.

À de multiples égards, cette idée d'un couloir des prix n'est pas révolutionnaire. En 2019, le gouvernement français avait proposé une réforme sur le même principe pour remplacer l'ARENH qui expirera en 2025. Par ailleurs, un certain type de contrat, intitulé « contrats pour différence » repose sur le même système.

**ENCADRÉ 7 – LES CONTRATS POUR DIFFÉRENCE**

Les contrats pour différence sont établis entre une autorité publique (État, région, etc.) et un producteur d'énergie sur un parc de production spécifique. Pour encourager le producteur à mobiliser les investissements nécessaires, l'autorité publique contractante lui promet une **rémunération fixe garantie pendant plusieurs années**.

Concrètement, si le prix du marché de gros est inférieur au prix fixé dans le contrat, l'autorité publique compensera financièrement le manque à gagner. En échange, si le prix de gros est supérieur au prix établi, le producteur reverse le bénéfice réalisé au-delà du seuil.

Ce type de contrat s'est notamment **développé avec les projets de capacités renouvelables** (parcs éoliens, solaires, etc.) pour fournir un soutien public à la transition énergétique.

Source : GOLDBERG Nicolas & GUILLOU Antoine, *Décorrélérer les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ?*, Terra Nova, 16/01/2023.

Généraliser les contrats pour différence à tous les projets de capacités renouvelables et décarbonées enverrait un signal temporel très favorable à l'investissement. Dans cet esprit, **développer en parallèle des contrats de long-terme<sup>189</sup> sur le marché de gros**, supérieurs à la durée maximale de trois ans en vigueur, inciterait encore davantage les producteurs à

<sup>189</sup> Existant d'ores et déjà : on peut citer les contrats d'achat PPA, ou *Power Purchase Agreements*.

*Une réforme pour un changement de paradigme : passer d'un marché unifié par le « tout-concurrence » à la promotion de la transition énergétique*

s'engager ; et ce, tout en réduisant les effets de la volatilité des prix de gros sur les prix de détail, **protégeant le consommateur en faisant d'une pierre deux coups !**

En outre, ces pistes de réflexion ont l'avantage d'être cohérentes avec les défaillances que nous pointions plus tôt : **penser long-terme permettra de sortir du « paradoxe temporel » du marché de gros.** Comme nous l'évoquions, dans son organisation actuelle, **le marché de gros est visiblement incapable de s'autoréguler ;** il est donc légitime pour la puissance publique, nationale comme européenne, **d'assumer un certain dirigisme dans le soutien aux investissements,** aux airs de « planification écologique » comme celle mise en œuvre par la France. Par ailleurs, en généralisant le système des contrats pour différence au marché de gros, **la concurrence ne disparaîtra pas pour autant :** elle jouera au moment de la planification des projets et de l'attribution des contrats par la puissance publique.

En conclusion, le principal atout du système de couloir de prix, sous la forme de contrats pour différence ou de long-terme, est sa capacité à penser le long-terme : une condition *sine qua non* aux investissements dans la transition énergétique. À ce propos, **en Europe, des voix s'élèvent pour faire émerger cette vision de long-terme.** Par exemple, en France, la commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France », dans son rapport final<sup>190</sup>, a proposé **l'élaboration d'une loi de programmation énergie-climat sur... 30 ans !** Une révolution, quand on compare cette idée avec les actuelles programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), renouvelées tous les... cinq ans !

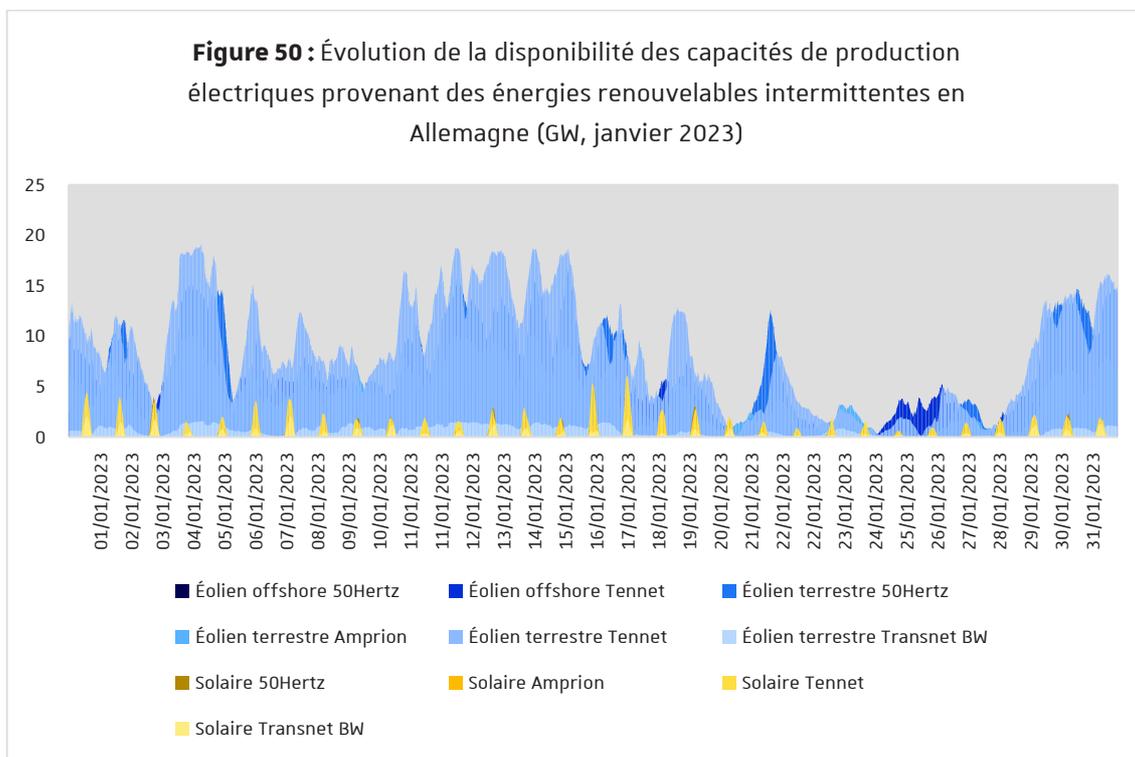
### **2.3) – En cohérence avec le développement des renouvelables, des mécanismes capacitaires au niveau européen**

Pour acquérir sa souveraineté et mener à bien sa transition énergétique, l'Union a tout intérêt à réformer le cadre réglementaire des marchés de gros pour inciter les producteurs à investir dans les capacités renouvelables et décarbonées. En revanche, pour assurer la viabilité

---

<sup>190</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, ARMAND Antoine (rapporteur), *Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*, Paris, 30/03/2023, 490 p.

de cette stratégie, il est nécessaire de prendre en compte le **problème de l'intermittence des énergies renouvelables amenées à se développer** : l'inconsistance de leur production, au gré des conditions météorologiques, risque de favoriser la volatilité des prix sur le marché de gros, selon leur disponibilité en temps réel (cf. figure 50).



Source des données : 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, ENTSO-E, Energy Charts

#### LÉGENDE

Le choix de l'Allemagne se justifie par la **forte part des renouvelables intermittents (solaire, éolien) dans son mix électrique** (selon Eurostat, en 2021, 43,7 % de la production électrique allemande provenait des renouvelables).

50 Hertz, Amprion, Tennet, et TransnetBW sont les quatre gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemand. Chacun de ces opérateurs fournit les données pour les parcs de production sous son contrôle.

Le mois de janvier 2023 a été sélectionné pour **refléter l'état de la production des énergies renouvelables intermittentes en plein hiver**, quand la demande d'électricité est plus importante (besoins de chauffage) et que des événements météorologiques saisonniers (épisodes anticycloniques, absence d'ensoleillement) entravent leur production.

*Une réforme pour un changement de paradigme : passer d'un marché unifié par le « tout-concurrence » à la promotion de la transition énergétique*

Une réforme du cadre réglementaire pourrait apporter une réponse à cette difficulté, par le **développement de mécanismes dits « capacitaires »**. Ces mécanismes existent déjà à l'échelle nationale sous plusieurs formes, selon celle retenue par les États membres dans le cadre de la transposition des directives européennes de libéralisation des marchés de l'électricité. Cependant, la **multiplication de ces mécanismes propres à chaque État pose un véritable problème de coordination** au niveau européen.

#### **ENCADRÉ 8 – LES MÉCANISMES CAPACITAIRES**

Les mécanismes capacitaires visent à **garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité** des différents États membres de l'UE. Étant donné que l'électricité n'est pas un bien stockable et que l'offre et la demande doivent être en permanence à l'équilibre, cette garantie d'approvisionnement repose sur des **promesses contractuelles entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité**, sur le marché de gros. Concrètement, ces promesses prennent la forme des mécanismes capacitaires. Différents systèmes cohabitent en Europe, selon l'État membre concerné.

##### **1) – LA RÉSERVE STRATÉGIQUE**

Ce mécanisme institue une régulation par les **volumes**, en créant une obligation légale du fournisseur de disposer de la puissance maximale souscrite par ses clients. Il est en vigueur en Allemagne, Belgique, Pologne ou encore en Suède.

##### **2) – LE PAIEMENT DE CAPACITÉ**

Sur ce système, la régulation passe par les **prix**, au travers d'un tarif d'achat fixé par l'État. La puissance électrique est rémunérée en tant que telle, mais suivant un procédé coûteux pour le consommateur, synonyme d'opacité des prix. Il est utilisé en Espagne, au Portugal, comme en Grèce.

##### **3) – LE MARCHÉ DE CAPACITÉ DÉCENTRALISÉ**

Entré en vigueur en France depuis 2017, ce dernier mécanisme se concentre sur la garantie de la sécurité d'approvisionnement en **période de forte consommation électrique** (période de pointe), portant sur toutes les capacités disponibles.

Chaque fournisseur d'électricité doit disposer de **suffisamment de « garanties de capacité »** pour couvrir la consommation de ses clients durant ces périodes. Ces garanties s'achètent auprès des producteurs et des opérateurs d'effacement. Ces derniers font certifier leurs capacités d'effacement ou de production par RTE.

En échange de cette certification, les producteurs et opérateurs d'effacement garantissent la disponibilité de leurs moyens de production et/ou d'effacement lors des périodes de pointe.

Concrètement, **développer un mécanisme capacitaire unique à l'échelle continentale permettrait de compléter l'intégration des marchés européens de l'électricité.** En parallèle du renforcement des interconnexions électriques, ce mécanisme faciliterait encore davantage les échanges entre États membres, rendus d'autant plus nécessaires par le foisonnement des énergies renouvelables. Par exemple, en automne, si la production solaire de l'Europe méridionale venait à être trop faible, la production éolienne de l'Europe centrale et septentrionale pourrait fournir l'apport nécessaire. Un mécanisme capacitaire européen unique viendrait **offrir une garantie juridique** à ces transactions.

### **3) – Pour le marché de détail de l'électricité : un renforcement du cadre macroprudentiel**

Le deuxième pilier de la réforme du cadre réglementaire européen aurait vocation à concerner le marché de détail. Cette réforme doit permettre **d'empêcher une situation analogue à celle de la crise énergétique actuelle**, où la volatilité des prix de gros s'était diffusée au marché de détail, provoquant une vague de faillites sans précédent parmi les fournisseurs alternatifs d'électricité, exposant *in fine* des milliers de clients finaux à l'envolée des prix.

L'une des principales pistes avancées par les spécialistes du secteur<sup>191</sup> serait d'établir **un cadre macroprudentiel aussi strict pour les fournisseurs d'électricité que celui des banques commerciales.** Aussi surprenant que cela puisse paraître, ces deux structures partagent des points communs : elles sont directement exposées aux soubresauts de l'économie, à laquelle elles fournissent un service indispensable. À la différence près que **les banques sont déjà soumises à des règles précises<sup>192</sup>**, ce qui n'est pas le cas des fournisseurs d'électricité, alors que certains d'entre-eux ont fait usage de pratiques abusives durant la crise<sup>193</sup>. En

---

<sup>191</sup> GOLDBERG Nicolas & GUILLOU Antoine, *Décorrélér les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ?*, Terra Nova, 16/01/2023.

<sup>192</sup> Comme nous l'évoquions plus tôt, les accords de Bâle III (2010) conçus pour réformer le système financier international après la crise de 2007-2008 ont imposé aux banques l'organisation de stress-tests réguliers, ou encore l'obligation de détention de réserves de trésorerie pour se couvrir en cas de crise. Par ailleurs, au sein de la zone euro, elles sont soumises aux exigences de l'Union bancaire instaurée en 2014.

<sup>193</sup> Par exemple, en France, l'abandon de clients à l'automne après les avoir attirés avant l'été pour récupérer un maximum de droits ARENH.

conséquence, il ne paraît pas déraisonnable d'exiger auprès de ces derniers des garanties solides sur leurs activités.

Ce nouveau cadre macroprudentiel pourrait être structuré autour de plusieurs grands principes. Premièrement, la mise en œuvre de **contrôle réguliers du taux de couverture des fournisseurs en fonction de leurs actifs disponibles** (contrats de long terme en cours, trésorerie suffisante en cas de crise, moyens de production électrique détenus en propre). En outre, **des stress-tests inspirés de ceux subis par les banques** pourraient être organisés, pour évaluer la réaction d'un fournisseur à une volatilité soudaine des prix de gros, découlant par exemple de l'indisponibilité d'un moyen de production. Enfin, dans le cas français, **l'accès d'un fournisseur au dispositif d'ARENH pourrait être conditionné à un certain niveau d'investissement dans la production, ou à un plafond de marge** vis-à-vis des clients finaux, pour éviter qu'une entreprise ne s'enrichisse sur le dos des consommateurs aux dépens d'EDF. Pour toutes ces mesures à destination des fournisseurs, en cas de manquement répété, **des sanctions allant jusqu'au retrait d'agrément sur le marché** pourraient être adoptées par le régulateur, tels que la Commission de Régulation de l'Énergie en France, avec l'appui de l'ACER au niveau européen.

En parallèle, **une réforme du système de fournisseur en dernier recours paraît indispensable** pour éviter de répéter les erreurs de l'an passé : poussés vers la sortie après la faillite ou l'abandon de leur fournisseur alternatif, des milliers de clients finaux avaient dû se rabattre sur le fournisseur historique, ce dernier contraint par son gouvernement de leur vendre une électricité au tarif régulé quand le prix de marché explosait (EDF en France, ČEZ en République tchèque, etc.). Si l'on considère que l'opérateur historique constitue une forme d'assurance pour le marché tout entier, il serait pertinent de **mutualiser le financement du système de fournisseur en dernier recours**, pour éviter que toute la charge n'incombe à l'opérateur historique.

Enfin, en cohérence avec la réforme du marché de gros, il convient de **donner au consommateur une visibilité suffisante sur le prix de son électricité à moyen et long-terme.**

La durée maximale de trois ans pour un contrat aurait vocation à être assouplie, notamment pour les entreprises les plus consommatrices, ce qui éviterait la reproduction de scénarii semblables à l'an passé, avec la fermeture temporaire d'industries ne pouvant faire face à l'envolée des prix (Duralex en France, etc.). La multiplication des contrats de long-terme comme les PPA (*Power Purchase Agreements*) pourrait être une piste intéressante.

#### **4) – Quel projet de réforme du marché de l'électricité porté par Bruxelles ?**

En réponse aux dysfonctionnements que nous mettions en exergue, **une proposition de réforme du marché européen de l'électricité a été présentée par la Commission européenne en mars 2023**. Celle-ci porte un triple objectif : protéger le consommateur final d'une nouvelle envolée des prix, empêcher la diffusion de la volatilité des prix des combustibles fossiles (notamment le gaz naturel) aux factures d'électricité, et accélérer le déploiement des énergies renouvelables.

Le cœur du texte ne porte pas de révolution en soi : **le fonctionnement des marchés spot comme le système d'ordre de mérite sont préservés**, étant donné qu'ils permettent d'équilibrer le réseau en quasi-temps réel au meilleur prix, coût du CO<sub>2</sub> compris. Toutefois, la Commission a entendu les critiques de certains États membres, la France en tête, en acceptant de **faciliter le développement des contrats à long-terme pour les énergies décarbonées**, incluant le nucléaire sous certaines conditions<sup>194</sup>. Si le texte est adopté, toutes les entreprises (PME/TPE comme grands groupes) pourraient avoir la possibilité d'établir des contrats sur de longues périodes (supérieures à cinq ans), au-delà de la limite actuelle de trois années.

Selon les observateurs, cette proposition, perçue dans les capitales européennes comme un compromis, **pourrait aboutir durant la Présidence espagnole de l'Union européenne**, au second semestre 2023.

---

<sup>194</sup> Comme nous le verrons avec la taxonomie européenne et dans le chapitre suivant, l'énergie nucléaire est un sujet d'affrontement récurrent sur la scène politique européenne. Dans la réforme du marché de l'électricité proposée par Bruxelles, il est prévu que le développement des contrats pour différence puisse concerner les investissements dans le nouveau nucléaire et l'entretien des installations existantes, en complément du soutien aux énergies renouvelables.

**La question en suspens étant : cette réforme suffira-elle ?** Comme elle n'introduit pas de changement majeur dans le fonctionnement des marchés de gros, il faudra attendre un assouplissement des contraintes physiques sur la production électrique<sup>195</sup> pour **espérer un découplage des prix de l'électricité et du gaz naturel** à court-terme. Dans tous les cas, il est certain que **cette réforme doit consacrer un changement d'époque et de réalités** : le cadre réglementaire actuel des marchés européens de l'électricité a été élaboré à la fin des années 1990, dans un contexte de production surcapacitaire garantissant des prix plus faibles, avec des systèmes électriques centralisés et de moindres préoccupations environnementales.

**En 2023, ce cadre réglementaire doit s'inscrire dans un agenda de transition énergétique** : les enjeux de résilience face au dérèglement climatique, d'émergence d'une production locale et citoyenne d'énergies renouvelables intermittentes, ainsi que d'envolée des prix et de la précarité énergétique, sont autant d'éléments à incorporer dans la réflexion.

---

<sup>195</sup> Retour de la totalité des centrales nucléaires françaises sur le réseau, déploiement accéléré des renouvelables grâce aux dispositifs de long-terme comme les contrats pour différence, etc. Bien que rendues plus improbables en raison de la sécheresse persistante, des précipitations soutenues permettraient de rétablir une production hydroélectrique importante.

## II) – Une puissance économique et financière au service de l’effort de transition

La crise énergétique que connaît l’Europe depuis le second semestre 2021, renforcée par les conséquences immédiates de la guerre d’Ukraine, a révélé les profondes défaillances de l’organisation du marché de l’énergie européen, justifiant la nécessité d’une réforme protégeant les consommateurs à court-terme. Cette réforme, **pour apporter une solution durable à la crise, doit encourager les investissements dans la production énergétique d’origine renouvelable et décarbonée.**

Or, ces investissements dans la transition énergétique ne pourront avoir lieu qu’à la condition de **bénéficier de capacités de financement adéquates.** Comment l’Union européenne, forte du marché intérieur le plus dynamique au monde, de plusieurs places boursières<sup>196</sup> de premier ordre, deuxième puissance commerciale<sup>197</sup> internationale, peut-elle soutenir financièrement l’effort de transition ?

### A) – Une priorité : renforcer la place de l’euro dans les transactions énergétiques internationales

En septembre 2018, lors de son discours annuel sur l’État de l’Union, l’ancien Président de la Commission européenne Jean-Claude Juncker (2014-2019) déclarait qu’il est « *absurde que l’Europe paie plus de 80 % de sa facture énergétique, qui s’élève à 300 milliards d’euros par an, en dollars américains alors que 2 % seulement de nos importations d’énergie viennent des États-Unis* ». Par cette affirmation, l’ancien Premier ministre luxembourgeois mettait en évidence **une dépendance énergétique trop souvent oubliée ; celle-ci ne revêt pas seulement des aspects physiques (flux d’énergie) et technologiques, mais aussi financiers.** Sur les marchés internationaux, le dollar américain reste la devise de référence depuis les accords de Bretton Woods (1944) : pour l’énergie, cette domination du billet vert est d’autant

---

<sup>196</sup> On peut citer les places boursières de Francfort (DAX), de Paris (CAC 40), voire de Luxembourg, Amsterdam, Madrid et Stockholm.

<sup>197</sup> Selon Eurostat, en 2021, l’UE était la deuxième puissance commerciale au monde par la valeur de ses de ses exportations, derrière la Chine mais devant les États-Unis.

*Une priorité : renforcer la place de l'euro dans les transactions énergétiques internationales*

plus impitoyable, les cours des hydrocarbures étant libellés en devise américaine, considérée comme une valeur sûre par les pays exportateurs. Selon le politologue américain David Spiro, professeur à l'Université de Columbia, **les pétrodollars sont devenus la « main invisible » de l'hégémonie de l'hyperpuissance américaine sur le monde**, en comparaison à d'autres « mains » plus visibles, comme son armée ou son économie<sup>198</sup>.

Parvenir à renforcer la place de sa devise dans les transactions énergétiques internationales apporterait **plusieurs retombées positives à l'UE** : elle ne dépendrait plus de l'évolution de la politique monétaire américaine, réduisant les risques de change pour les transactions des entreprises énergétiques européennes. Cependant, l'Europe n'a pas le monopole de cette prise de conscience : comme nous le détaillons dans le deuxième chapitre, la Chine, depuis la seconde moitié de la décennie 2010, cherche également à s'émanciper du dollar-roi pour ses propres transactions énergétiques. Toutefois, en dépit des velléités de Pékin, **le « pétroyuan » ne devrait pas remplacer le pétrodollar à moyen voire long-terme. Qu'en serait-il d'un potentiel « pétroeuro » ?**

### **1) – Les balbutiements d'une stratégie européenne d'émancipation du pétrodollar**

Dans la foulée de la déclaration du Président Juncker, en décembre 2018, la Commission a publié une recommandation visant à promouvoir une « *utilisation accrue de l'euro* » dans le domaine de l'énergie<sup>199</sup>. Toutefois, ce document à destination des États membres et des entreprises parties prenantes des marchés de l'énergie **n'a qu'une valeur consultative, énumérant plusieurs pistes de réflexion**. Par exemple, au sujet des obligations de stockage de produits pétroliers issues de la directive 2009/119/CE (cf. figure 37), l'exécutif européen suggère aux opérateurs économiques concernés « *d'élargir la part des contrats basés sur l'euro* ».

---

<sup>198</sup> SPIRO David E., *The Hidden Hand of American Hegemony: Petrodollar Recycling and International Markets*, Cornell University Press, 1999, non traduit.

<sup>199</sup> Recommandation de la Commission du 5 décembre 2018 relative au rôle international de l'euro dans le domaine de l'énergie, C(2018) 8111 final, 05/12/2018.

En parallèle, la Commission a souhaité lancer une série de consultations avec les acteurs du monde de l'énergie. En février 2019, elle a réuni à huis-clos plusieurs énergéticiens de premier plan, dont le français Engie, l'italien Eni et l'autrichien OMV, afin d'étudier les possibilités de dédollarisation des transactions énergétiques européennes. En revanche, ces rencontres sont restées à un stade informel, sans aboutir sur un résultat concret, tant l'hégémonie du dollar semble inébranlable. **Symbole de cet enlisement** : en 2016, pour contourner les sanctions américaines à son encontre, Téhéran avait proposé aux compagnies pétrolières européennes – dont TotalÉnergies – de payer leurs importations de pétrole iranien en euros, évitant d'avoir recours au dollar. Cependant, en 2018, après la rupture de l'accord sur le nucléaire iranien signé deux ans plus tôt, TotalÉnergies a préféré couper court à ses relations d'affaires en Iran, même en payant ses livraisons en euro, de peur d'éventuelles sanctions prises par Washington.

Ces quelques éléments laissent penser que la domination du dollar-roi est telle que les acteurs européens n'envisagent même pas la possibilité sérieuse de s'en émanciper. **Toutefois, si la bataille du pétrole semble perdue d'avance, celle du gaz naturel a offert davantage de marge de manœuvre à l'Union.** Le marché du gaz étant moins mondialisé que celui du pétrole, les États membres de l'UE ont pu négocier directement avec les pays fournisseurs pour essayer d'imposer l'euro comme monnaie de règlement des contrats gaziers. Cette stratégie a porté ses fruits en Russie : depuis le début des années 2000 et la multiplication des projets d'importation de gaz russe en Europe, les États membres (Italie, Allemagne, etc.) sont parvenus à établir des contrats libellés en euros avec Gazprom. Ce fut le cas, par exemple, des différents contrats établis entre l'entité russe et les cinq énergéticiens européens engagés dans le cofinancement du gazoduc Nord Stream 2<sup>200</sup>. Malheureusement, en dehors de son voisinage immédiat (Russie, Norvège, voire Algérie), la monnaie européenne doit rapidement céder la place au billet vert : outre celles provenant des États-Unis, toutes les importations de GNL issues du Moyen-Orient (Qatar, Émirats arabes unis) et d'Afrique

---

<sup>200</sup> Le coût total du projet Nord Stream 2, achevé en 2021, s'établit à environ 10 milliards d'euros. La moitié a été financée par Gazprom, et l'autre moitié par Engie, Uniper, Wintershall, OMV et Shell, chacun à hauteur de 950 millions d'euros.

(Nigéria) à destination de l'Europe sont payées... en dollar. Une situation de dépendance s'étant aggravée avec la crise énergétique actuelle.

## 2) – Un vœu pieu à l'heure de la crise énergétique ?

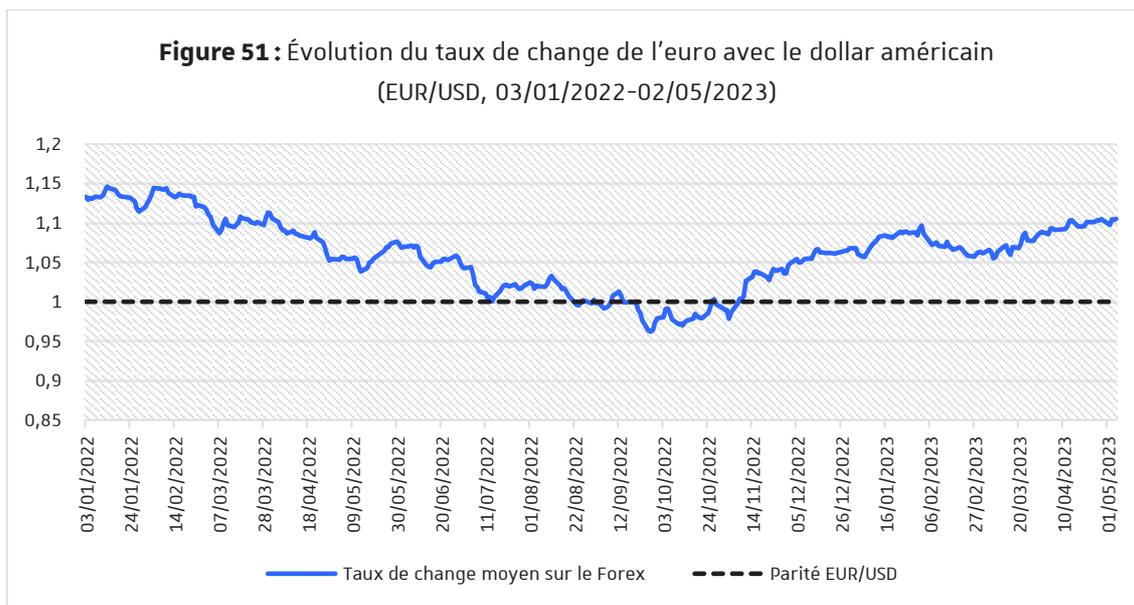
En dépit de la bonne volonté poussée par la Commission, la stratégie européenne d'émancipation vis-à-vis du dollar avait du plomb dans l'aile dès ses débuts ; depuis février 2022, elle a complètement été reléguée aux calendes grecques. **Tout d'abord, l'évolution des marchés du gaz naturel s'est faite au détriment de l'euro.** Après le déclenchement de l'invasion de l'Ukraine, la question de la monnaie utilisée pour les transactions gazières a été instrumentalisée par le chantage énergétique du Kremlin. Fin mars 2022, dans l'espoir de contourner les sanctions occidentales, Vladimir Poutine en personne a annoncé que la Russie n'accepterait plus de paiements en dollars ou en euros pour son gaz, au profit du rouble. Pour continuer d'importer la précieuse molécule, les énergéticiens européens ont été contraints d'ouvrir des comptes libellés en roubles en Russie, auprès de la Gazprombank, la branche financière du géant gazier russe. Parmi les entreprises s'étant pliées aux exigences du Kremlin, l'énergéticien italien Eni<sup>201</sup> a annoncé en mai 2022 qu'il paierait son gaz importé de Russie en roubles. À l'inverse, les États membres refusant de s'y soumettre (Finlande, Pologne, etc.) ont vu leurs livraisons brutalement stoppées par Gazprom, dès le mois d'avril 2022.

Or, pour remplacer les 155 milliards de mètres cubes de gaz russe que l'Union importait encore en 2021<sup>202</sup>, les États membres et la Commission se sont tournés vers d'autres fournisseurs, aux premiers rangs desquels les États-Unis et leur GNL. Cette dépendance aux importations américaines est double : aussi bien sur le plan physique (acheminement de flux énergétiques) que monétaire, les contrats étant libellés en dollar américain. Une dépendance d'autant plus problématique quand on constate l'évolution du taux de change entre l'euro et le dollar durant l'année passée.

---

<sup>201</sup> Rappelons qu'en 2021, selon Eurostat, 40 % des importations gazières italiennes provenaient de Russie (cf. figure 11).

<sup>202</sup> Données Eurostat.



Source des données : Forex

#### LÉGENDE

Le taux présenté correspond à la moyenne des taux de change les plus élevés et faibles sur la période. Le « Forex », ou *Foreign Exchange*, est le marché de change de référence, basé aux États-Unis.

Entre septembre et novembre 2022, l'euro s'est rapproché de la parité avec le dollar, atteignant son plus bas le 28 septembre 2022 (1 EUR = 0,9565 USD)<sup>203</sup>. Cette dépréciation de la monnaie unique découle de l'augmentation des importations européennes de gaz en provenance des États-Unis (cf. figure 22). Ainsi, la dépendance européenne vis-à-vis du dollar a une influence directe sur les capacités d'achat d'énergie de l'UE sur les marchés mondiaux. Elle peut aussi avoir des conséquences très concrètes sur le quotidien des Européens : rappelons que le mouvement des « gilets jaunes », en France, s'était formé en novembre 2018 en réaction à l'augmentation du prix des carburants. Une hausse résultant principalement de la baisse de l'euro par rapport au dollar, et seulement partiellement de la taxe carbone.

Si tenter de résoudre la dépendance européenne au dollar a des allures de casse-tête à court et moyen-terme, on pourrait être optimiste en supposant qu'elle périra avec l'âge des

<sup>203</sup> Selon les données de la Banque centrale européenne.

*Une priorité : renforcer la place de l'euro dans les transactions énergétiques internationales*

**hydrocarbures**, ces derniers étant amenés à disparaître pour tenir les objectifs climatiques. C'est sans compter sur **l'ambition américaine, dans un contexte de concurrence accrue avec la Chine, de dominer les chaînes de valeur de la transition énergétique**. Adopté fin 2022, l'*Inflation Reduction Act* (IRA) prévoit près de 270 milliards de dollars (!) dédiés au financement de la transition américaine<sup>204</sup>, dans l'objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 50 % d'ici à 2030 par rapport à 2005. Ce plan historique va apporter un soutien massif à l'industrie américaine, avec des crédits d'impôts pour les investissements dans plusieurs technologies de la transition énergétique (véhicule électrique, éolien, solaire, capture du carbone, hydrogène vert, batteries, etc.). Si les États-Unis parviennent à imposer ces technologies *Made in USA* à l'international, les pays clients – dont l'Europe pourrait faire partie – **devraient les payer... en dollars**.

---

<sup>204</sup> Sur les 369 milliards de dollars alloués au volet « Énergie/Climat » de l'IRA, 270 iront directement au financement de la transition, tandis que la somme restante contribuera aux efforts de sécurité énergétique.

## B) – Mobilisation générale des financements publics européens pour la transition

### 1) – Le rôle de la taxonomie « verte » européenne dans la définition d'un cadre d'investissement commun

Ce n'est pas une surprise : comme nous l'évoquions précédemment, le succès de la transition énergétique reposera sur les projets d'investissements dans des sources d'énergies renouvelables et décarbonées. Selon la Commission européenne<sup>205</sup>, entre 2021 et 2030, l'Union devra investir près de 180 milliards d'euros annuellement dans sa transition énergétique et écologique. De tels montants, pour être dépensés à bon escient, nécessitent la mise en œuvre d'un cadre d'investissement commun : d'où la taxonomie « verte » européenne.

#### ENCADRÉ 9 – LA TAXONOMIE « VERTE » EUROPÉENNE

La taxonomie est une **classification des activités économiques selon leur impact favorable pour le climat et l'environnement**. Par « activité économique » on entend une définition très large : agriculture, industrie, transport, bâtiment, communications, production d'énergie... En 2021, 90 activités sont concernées.

En identifiant les activités utiles à la transition écologique, la taxonomie vise **à diriger les flux d'investissements publics comme privés à financer celles-ci**, ce qui permet de faire émerger un cadre d'investissement commun pour la transition et de limiter le *greenwashing*. Son fonctionnement **repose sur l'incitation et non la coercition**, s'inscrivant dans un contexte de verdissement des portefeuilles d'actifs. Les activités sont classés en trois catégories :

#### **1) – ACTIVITÉ « DURABLE »**

Il s'agit des activités les plus vertueuses pour l'environnement, vers lesquelles ont vocation à se diriger en priorité les investissements (déploiement des énergies renouvelables, fabrication de véhicules propres...).

#### **2) – ACTIVITÉ « HABILITANTE »**

Elles permettent à d'autres activités de contribuer à l'un des six objectifs environnementaux promus par la taxonomie. Par exemple, la construction d'infrastructures pour la mobilité propre (bornes de recharge, stations à hydrogène et biocarburants...).

<sup>205</sup> Plan d'action de la Commission européenne sur le financement d'une croissance durable, présenté le 08/03/2018.

### 3) – ACTIVITÉ « TRANSITOIRE »

Ce sont les activités considérées comme contributrices à l'atténuation du changement climatique, pour lesquelles il n'existe pas d'alternative bas-carbone économiquement ou technologiquement viable. Le nucléaire et le gaz naturel, pour la production d'énergie, ont été reconnues à ce titre dans la taxonomie, selon des critères techniques précis. Elles doivent remplir ces trois conditions :

1. Avoir des niveaux de GES correspondant aux meilleures performances du secteur ou de l'industrie ;
2. Ne pas entraver le développement ni le déploiement de solutions de remplacement sobres en carbone ;
3. Ne pas entraîner un verrouillage des actifs à forte intensité de carbone, compte tenu de la durée de vie économique de ces actifs.

Pour une activité économique, il est donc indispensable d'être reconnue par la taxonomie afin d'être favorisée dans les décisions d'investissement. Le règlement 2020/852 du 18 juin 2020 établissant les principes de fonctionnement de la taxonomie a fixé **quatre conditions d'inclusion** :

1. Remplir au moins un des six objectifs environnementaux (cf. figure 52) ;
2. Ne pas causer de préjudice important aux autres objectifs (principe du *Do No Significant Harm*, ou DNSH) ;
3. Respect de normes sociales et de gouvernance ;
4. Conformité aux critères techniques établis pour chaque activité.

Figure 52 : Les objectifs environnementaux de la taxonomie « verte » européenne



Source de l'infographie : [Banque de France](#)

### 1.1) – Un outil au service de la finance durable

La taxonomie européenne, par sa vocation à offrir un cadre d'investissement reconnu pour la transition écologique, s'inscrit dans le champ de la finance durable. Selon la définition de la Banque de France<sup>206</sup>, la finance durable recouvre trois concepts distincts : la finance solidaire, la finance socialement responsable et la finance verte. Cette dernière composante peut être définie comme « *l'ensemble des opérations financières soutenant le développement durable, notamment en favorisant la transition énergétique et la lutte contre le réchauffement climatique.* »<sup>207</sup>.

Pour promouvoir la finance durable, différents outils ont été développés, dont des labels européens, conçus par les gouvernements des États membres<sup>208</sup> ou des acteurs privés. Avant l'adoption de la taxonomie européenne, chacun de ces labels avait sa propre classification des activités économiques : la mise en œuvre de celle-ci a permis de remettre de l'ordre et d'avoir un cadre d'investissement unifié. En conséquence, plusieurs labels nationaux ont repris la taxonomie européenne comme référence<sup>209</sup>.

### 1.2) – De vifs débats sectoriels quant à l'inclusion de certaines activités

L'élaboration de la taxonomie ne fut pas un long fleuve tranquille : plusieurs débats animés sur la pertinence d'y inclure ou non certaines activités, au regard de leur supposé caractère « durable », ont déchiré les États membres. Parmi les secteurs sujets à interrogation, les activités de production énergétique ont cristallisé les tensions.

Pour celles-ci, le règlement 2020/852 établissant les grands principes de la taxonomie avait fixé un seuil d'émissions à 100g CO<sub>2</sub>e/kWh produit. Ce qui, pourrait-on imaginer, n'a posé aucune difficulté pour l'inclusion des énergies renouvelables ; pas si sûr. Si les énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire) ont été incluses dans la première version du

---

<sup>206</sup> BANQUE DE FRANCE, *L'éco en bref : la finance durable*, 01/2022.

<sup>207</sup> Idem.

<sup>208</sup> Par exemple, en France, les labels ISR (Investissement Socialement Responsable) et Greenfin ont été élaborés par le Ministère de la Transition écologique.

<sup>209</sup> On peut citer les labels allemand FNG, autrichien *Umweltzeichen*, ou encore le belge *Towards Sustainability*.

texte, ce ne fut pas le cas de l'hydroélectricité et de la biomasse (ou bioénergie). La reconnaissance de leur caractère durable a un temps fait débat : pour la première, en raison de l'aggravation des épisodes de sécheresse découlant du dérèglement climatique, limitant sa production, comme durant l'été 2022. Pour la seconde, sa considération comme « bas-carbone » fait l'objet d'une convention internationale, estimant que le CO<sub>2</sub> émis par la combustion des matières organiques sera capturé par la photosynthèse lors de la repousse des végétaux à partir desquels est produite l'énergie. Un raisonnement applicable pour les bioénergies à cycle court repoussant rapidement, mais moins crédible pour celles reposant sur un cycle à moyen voire long-terme, dont le caractère durable est davantage discutable<sup>210</sup>. Ces deux sources d'énergie ont finalement été retenues dans une seconde version du texte.

Le véritable blocage, portant sur l'inclusion du gaz naturel et de l'énergie nucléaire, est apparu rapidement dans le processus législatif communautaire<sup>211</sup>. Dès mars 2019 – avant même la présentation du Pacte Vert pour l'Europe (décembre 2019) – le Parlement européen a adopté une position défavorable à l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie<sup>212</sup>, à 316 voix pour et 93 contre (192 abstentions)<sup>213</sup>. En parallèle, les divisions entre États membres (cf. figure 53) s'affichaient au sein des groupes de travail du Conseil.

Paradoxalement, bien que le gaz naturel soit une énergie fossile émettrice de gaz à effet de serre (à la différence du nucléaire), sa présence dans la quasi-totalité des mix énergétiques des États membres<sup>214</sup> explique l'absence de véritable affrontement à son sujet au Conseil ; d'autant plus que certains États, l'Allemagne en tête, comptaient ouvertement sur une augmentation de la part d'électricité produite à partir du gaz naturel pour réduire l'usage de

---

<sup>210</sup> Parmi les bioénergies à cycle court dont le caractère durable est assuré, on peut citer les cultures à croissance rapide comme le colza, les déjections animales, ou encore les résidus provenant de la collecte des déchets. À l'inverse, les bioénergies issues du bois (branches, copaux, sciures, feuillages...) ont besoin de plusieurs années pour se renouveler.

<sup>211</sup> Au sens de la procédure législative ordinaire, utilisée pour l'adoption du [règlement \(UE\) 2020/852](#) du 18 juin 2020 établissant la taxonomie.

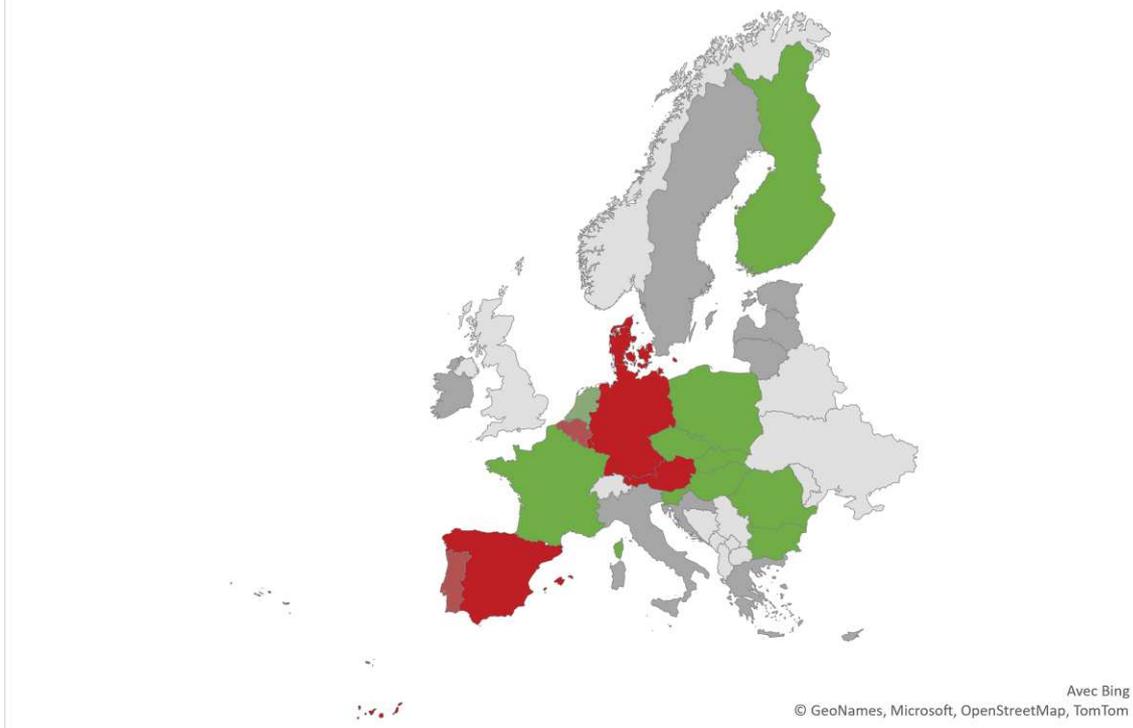
<sup>212</sup> Position du Parlement européen adoptée le 28 mars 2019 en vue de l'adoption du règlement (UE) .../... sur l'établissement d'un cadre pour favoriser les investissements durables.

<sup>213</sup> En dépit de n'avoir qu'une valeur consultative, cette position a envoyé un signal fort au Conseil, avant que celui-ci ne publie la sienne en mai 2020.

<sup>214</sup> Aux seules exceptions de Malte et Chypre.

combustibles fossiles plus polluants (fioul, charbon et ses dérivés)<sup>215</sup>. Ce qui n'a pas empêché, toutefois, plusieurs eurodéputés ou ONG menées par Greenpeace et la campagne *Fossil Free Politics* de s'y opposer vertueusement.

**Figure 53 :** Répartition des États membres de l'UE selon leur soutien ou leur opposition à l'inclusion de l'énergie nucléaire dans la taxonomie européenne (2020-2022)



#### LÉGENDE

Les États membres sont répartis de la manière suivante : ceux **favorables à l'inclusion du nucléaire en vert** (France, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Finlande, Hongrie, Slovénie, Roumanie, Bulgarie), ceux **plutôt favorables en vert clair** (Pays-Bas), les États **neutres ou n'ayant pas exprimé de position officielle en gris foncé** (Italie, Croatie, Suède, Irlande, Grèce, Lituanie, Lettonie, Estonie) ceux **plutôt défavorables en rouge clair** (Belgique, Portugal), ainsi que ceux **défavorables en rouge** (Allemagne, Autriche, Danemark, Luxembourg, Espagne). La période entre 2020-2022 correspond aux négociations portant sur la potentielle inclusion du gaz naturel et du nucléaire dans la taxonomie.

<sup>215</sup> Outre-Rhin, le contrat de coalition « feu tricolore » signé en novembre 2021 prévoyait une augmentation de 50 % des capacités de production électriques à partir de gaz naturel, pour remplacer les centrales nucléaires et à charbon promises à la fermeture. En dehors de l'Allemagne, la majorité des pays d'Europe centrale et orientale (Pologne, République tchèque, Roumanie, etc.) étaient désireux de recourir davantage au gaz naturel pour sortir de leur dépendance au charbon.

La potentielle inclusion de l'énergie nucléaire dans la taxonomie n'a pas bénéficié d'un tel consensus, loin s'en faut. Une remise en contexte s'impose : **en 2019, le nucléaire était présent dans les mix électriques de seulement 13 États membres**, à la différence du gaz naturel qui est répandu sur tout le continent. Parmi ces États, trois d'entre-eux (Allemagne, Espagne, Belgique<sup>216</sup>) ont programmé voire démarré la mise en œuvre de plans de sortie du nucléaire, étant en cohérence **opposés à l'inclusion de cette énergie dans la taxonomie**.

**Figure 54 :** État du parc nucléaire dans l'Union européenne (2019)

| Pays         | Nombre de réacteurs en activité | Puissance installée (MW) | Part dans la production d'électricité (%) |
|--------------|---------------------------------|--------------------------|---|
| UE           | 108                             | 102 915                  | 26  |
| France       | 56                              | 61 370                   | 71  |
| Espagne*     | 7                               | 7 121                    | 20  |
| Suède        | 7                               | 7 710                    | 42  |
| Belgique*    | 7                               | 5 918                    | 38  |
| Allemagne*   | 7                               | 5 918                    | 38  |
| Rép. tchèque | 6                               | 3 932                    | 34  |
| Finlande     | 4                               | 2 794                    | 33  |
| Hongrie      | 4                               | 1 902                    | 49  |
| Slovaquie    | 4                               | 1 814                    | 55  |
| Bulgarie     | 2                               | 1 966                    | 34  |
| Roumanie     | 2                               | 1 300                    | 18  |
| Slovénie     | 1                               | 688                      | 36  |
| Pays-Bas     | 1                               | 482                      | 3   |

Source des données : Eurostat

**LÉGENDE**

Les États marqués d'un \* sont ceux ayant affiché leur ambition, voire d'ores et déjà enclenché leur plan de sortie du nucléaire en 2019.

<sup>216</sup> Pour l'Allemagne, la sortie du nucléaire fut actée par une réforme de la loi atomique en 2002, puis accélérée après l'accident nucléaire de Fukushima (2022), prévue pour être achevée à la fin de l'année 2022 (effective en avril 2023). En Belgique, elle fut décidée par la loi de sortie du nucléaire de 2003 pour l'horizon 2025, avant d'être retardée de 10 ans (décision du gouvernement belge de janvier 2023). Enfin, l'Espagne ambitionne de sortir du nucléaire pour les années 2035.

En plus de ces trois États nucléaires préparant leur sortie, se sont ajoutés les soutiens de l'Autriche, le Luxembourg et le Danemark, traditionnellement opposés au nucléaire, **formant un groupe d'opposition de six États à l'inclusion de l'atome dans la taxonomie**<sup>217</sup>.

Dans le camp adverse, dix États membres se sont rassemblés en soutien à cette inclusion. On y trouve aussi bien des **États nucléaires historiques**, menés par la France, forte de ses 56 réacteurs en activité – plus de la moitié du parc européen ! – mais aussi des pays souhaitant **développer la part de l'atome dans leur mix énergétique pour réduire la part des combustibles fossiles** et améliorer leur sécurité d'approvisionnement (Pologne, Finlande, République tchèque, Roumanie, Pays-Bas dans une moindre mesure). Pour ces derniers, le **développement d'un parc nucléaire impliquant des coûts financiers lourds**<sup>218</sup>, l'inclusion de l'atome dans la taxonomie permettrait d'obtenir un meilleur accès aux fonds privés susceptibles de contribuer, d'où leur engagement à la table des négociations du Conseil. À cette motivation pécuniaire s'ajoute **la défense du droit souverain des États membres à définir leur mix énergétique**<sup>219</sup>, pour certaines capitales suspicieuses vis-à-vis des intentions de la Commission.

Enfin, **nombre d'États membres n'ont pas exprimé de position officielle sur le sujet, ou ont préféré adopter une attitude neutre**. C'est par exemple le cas de l'Italie, désengagée vis-à-vis de l'atome depuis une trentaine d'années, ou encore de la Suède, dont le calendrier de sortie du nucléaire a connu plusieurs revirements<sup>220</sup>.

---

<sup>217</sup> Dans une moindre mesure, on peut y rajouter le Portugal (cf. figure 53), un État n'ayant jamais eu recours au nucléaire et n'étant pas favorable à un soutien communautaire à cette énergie, auquel la taxonomie pourrait contribuer. Il convient également de relativiser le rôle de la Belgique : pour certains observateurs, la mise en œuvre assez chaotique du calendrier de sortie belge a empêché le royaume de peser de manière déterminante lors des négociations durant l'adoption de la taxonomie. Par ailleurs, l'influence du mouvement antinucléaire belge est un fait relativement récent, comparé aux oppositions historiques de l'Autriche, du Luxembourg, ou encore de l'Allemagne.

<sup>218</sup> À titre d'exemple, la première phase de construction du parc nucléaire polonais a fait l'objet d'un accord entre l'américain Westinghouse et Varsovie en octobre 2022, pour un montant de 40 milliards d'euros (!). On peut encore citer le cas de l'EPR finlandais d'Olkiluoto, dont le montant de la facture finale s'établit à 11 milliards d'euros, au lieu des 3,4 milliards prévus initialement.

<sup>219</sup> Cf. encadré 1 sur l'article 194 du TFUE. La France, projetant de relancer son programme nucléaire, était l'un des principaux États inquiets à cet égard, en dépit de l'aspect incitatif – et non coercitif – de la taxonomie.

<sup>220</sup> En Italie, la sortie du nucléaire avait été actée par référendum en 1987, suite à la catastrophe nucléaire de Tchernobyl l'année précédente, pour être effective dès 1990. En Suède, un référendum similaire a eu lieu en 1980 suite à l'accident nucléaire de Three Mile Island (États-Unis), pour une issue favorable à la sortie du nucléaire. En revanche, alors que certaines centrales ont dû fermer pour des raisons financières, le maintien des capacités existantes est un sujet d'affrontement régulier dans le débat politique suédois. Nous y reviendrons dans le chapitre suivant.

Aussi surprenant que cela puisse paraître, **la division des États membres en deux camps antagonistes a facilité l'émergence d'un compromis**, dans un second temps du processus décisionnel.

De prime abord, les Vingt-Sept comme les eurodéputés étant incapables de trouver un consensus rapide, pour ne pas entraver l'adoption du règlement 2020/852 établissant les modalités de la taxonomie (juin 2020), **le Conseil et le Parlement ont décidé de confier à la Commission européenne la rédaction d'une acte délégué<sup>221</sup>**, qui permettra (enfin) de trancher sur la place du nucléaire et du gaz naturel. Autrement dit, **une manière de remettre la décision aux calendes grecques**, dans l'attente de la publication de l'acte par l'exécutif européen.

Ce qui fut chose faite 18 mois plus tard, le 31 décembre 2021<sup>222</sup> : un délai particulièrement long, mais indispensable pour que les groupes d'experts mandatés par la Commission puissent statuer sur **plusieurs enjeux techniques laissés en suspens<sup>223</sup>**. À partir de ces travaux, dans l'élaboration de l'acte délégué, **la Commission a conclu que l'inclusion du gaz naturel et de l'énergie nucléaire dans la taxonomie était possible** (au titre d'activités « transitoires »), à la condition de respecter des critères techniques précis.

---

<sup>221</sup> Dans le droit de l'Union européenne, un « acte délégué » (article 290 du TFUE) est un texte ayant vocation à compléter ou préciser les dispositions d'un acte législatif (règlement, directive, etc.), sans porter atteinte aux « éléments essentiels » de l'acte concerné. Ce système est comparable à celui des décrets d'application adoptés par le gouvernement, en France, pour la mise en œuvre d'une loi. Concrètement, le Conseil et le Parlement ont délégué à la Commission un mandat (inscrit dans le règlement 2020/852) la chargeant de trancher sur la question précise de l'inclusion du gaz naturel et du nucléaire dans la taxonomie. Une fois l'acte délégué adopté officiellement par le collège des Commissaires, le Conseil et le Parlement peuvent chacun le rejeter, selon des règles procédurales propres à chaque institution. Si les deux colégislateurs ne s'emparent pas de l'acte dans le délai précisé par le mandat, ou ne parviennent pas à réunir une majorité de sujet suffisante, il est considéré comme adopté. Il entre en vigueur une fois publié au Journal officiel de l'Union européenne.

<sup>222</sup> [Règlement délégué \(UE\) 2022/2014](#) de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques. Cet acte délégué fut publié le 31 décembre 2021, mais son adoption officielle par le collège des Commissaires a eu lieu le 9 mars 2022.

<sup>223</sup> Pour le gaz naturel, l'un des enjeux à l'ordre du jour fut sa contribution au premier objectif de la taxonomie (atténuation du changement climatique), rendu possible si le développement de capacités électriques à partir de gaz venait à se substituer aux centrales plus polluantes (charbon, fioul). Pour l'énergie nucléaire, la question des déchets radioactifs fut étudiée au regard du quatrième et du sixième objectif (adaptation au changement climatique, protection de la biodiversité), et vis-à-vis du critère visant à ne pas causer de préjudice important aux autres objectifs (principe du *Do No Significant Harm*, ou DNSH).

**Figure 55 :** Critères techniques retenus par le règlement délégué 2022/1214 incluant le gaz naturel et l'énergie nucléaire dans la taxonomie européenne

| Gaz naturel   | Énergie nucléaire   |
|---|---|
| Pour les centrales construites après 2030 : émettre moins de 100gCO <sub>2</sub> /kWh produit.<br>Avant 2030 : jusqu'à 270g de CO <sub>2</sub> /kWh produit.                  | Garanties financières/techniques pour le traitement des déchets nucléaires et le démantèlement des nouvelles installations. |
| Les centrales à gaz existantes plus polluantes devront utiliser une part croissante de gaz renouvelable ou peu carboné <sup>224</sup> (au moins 30 % dès 2026, 55 % en 2030). | Les projets désireux d'être éligibles à la taxonomie devront avoir un permis de construire établi avant 2045.               |
|   | Réalisation des travaux pour prolonger la durée de vie des centrales existantes avant 2040 <sup>225</sup> .                 |

L'acte officiellement adopté par la Commission en mars 2022, les deux colégislateurs ont eu la possibilité de s'en saisir pour éventuellement le rejeter. Au Conseil, pour ce faire, un vote à la majorité qualifiée (55 % des États membres, soit 15 sur 27, représentant au moins 65 % de la population européenne) est nécessaire. Or, comme nous le détaillons, les Vingt-Sept étant divisés, chacune de ces alliances constituait une minorité de blocage empêchant l'autre camp de former à lui seul une majorité de rejet. **Les capitales étant au fait de ce rapport de force, il n'y eut par conséquent aucun vote de rejet au Conseil.**

Au Parlement, les eurodéputés, saisis par la société civile (groupes d'intérêts, ONG environnementales, etc.) ont tenté de faire capoter le texte. Cependant, pour que le Parlement puisse rejeter un acte délégué, un vote à la majorité absolue de ses membres (soit 353 élus sur 705) est requis. Bien que le texte ait fait l'objet d'un vote défavorable en commissions parlementaires ECON et ENVI (affaires économiques et monétaires, environnement), lors de la séance plénière du 6 juillet 2022, seuls 278 députés ont voté en faveur de la motion de rejet, pour 328 contre (33 abstentions). **Le Parlement n'a en conséquence pas été capable de former une majorité de rejet, permettant à l'acte délégué d'être définitivement adopté<sup>226</sup>.**

<sup>224</sup> Concrètement, des biogaz comme le biométhane, issus de la fermentation des matières organiques ; ou encore de l'hydrogène.

<sup>225</sup> Visites décennales, programme de « Grand Carénage » en France...

<sup>226</sup> Le règlement délégué (UE) 2022/1214 fut publié le 15 juillet 2022 au Journal officiel de l'Union européenne.

Ainsi, voilà comment le gaz naturel et l'énergie nucléaire ont été reconnues comme « durables » par l'UE : comme nous le pouvons le constater, cette inclusion dans la taxonomie n'est pas inconditionnelle. *In fine*, au vu des critères techniques précis tels que définis par la Commission – en quête d'un compromis – **seule une minorité de projets gaziers ou nucléaires auront la possibilité d'être éligibles à la taxonomie** et de profiter d'un accès privilégié aux financements privés. Certains observateurs pourraient être tentés de penser « *Tout cela pour ça ?* » : en effet, **la taxonomie est un exemple pertinent des difficultés des Européens à s'entendre sur les sujets énergétiques.**

### 1.3) – L'intérêt d'une taxonomie « brune »

Si l'Union est dorénavant dotée d'une taxonomie « verte » – au prix d'âpres négociations – l'idée d'une taxonomie « brune » est encore réduite à l'état de projet. Un tel dispositif aurait vocation à **compléter la taxonomie « verte », en identifiant les activités économiques les plus néfastes pour l'environnement**, afin de désinciter les investisseurs privés comme publics de les soutenir. En l'état actuel de la réflexion, seules les ONG environnementales à l'image de *Reclaim Finance* ou d'Oxfam, ainsi que la Banque centrale européenne (BCE) se sont emparées du sujet.

Dans le cadre des consultations publiques menées par la Commission pour sa stratégie en faveur de la finance durable, l'institution de Francfort a publié plusieurs remarques<sup>227</sup>, portant entre autres sur l'idée d'une taxonomie brune. **La BCE est favorable à cet instrument qui permettrait de répondre au manque de définition commune des activités « brunes » dont souffrent les banques commerciales et autres investisseurs.** Concrètement, une telle classification permettrait à la BCE, en tant qu'autorité de surveillance et garante de la stabilité financière, **d'évaluer les expositions brunes des établissements bancaires** ; ces activités étant amenées à disparaître à moyen-terme pour tenir les objectifs climatiques, identifier les banques les plus engagées dans celles-ci permettrait de **limiter les risques d'une éventuelle**

---

<sup>227</sup> BANQUE CENTRALE EUROPÉENNE (EUROSYSTÈME), *Eurosystem reply to the European Commission's public consultations on the Renewed Sustainable Finance Strategy and the revision of the Non-Financial Reporting Directive*, 08/06/2020.

**crise financière provoquée par un Lehman Brothers des activités fossiles**<sup>228</sup>. Certaines banques européennes sont d'ores et déjà pointées du doigt pour leur participation au financement de projets d'énergies fossiles : en France, BNP Paribas fut la première banque commerciale assignée en justice à cet égard. D'autres établissements sont concernés, mis en exergue par l'édition 2022 du rapport de référence *Banking on Climate Chaos*, publié par une dizaine d'ONG environnementales<sup>229</sup>.

En revanche, la BCE souligne dans ses observations que **la taxonomie ne peut pas être un outil binaire : les activités économiques ne sont pas uniquement « vertes » ou « brunes », plusieurs « nuances de marron » sont reconnaissables**. L'exemple du gaz naturel dans la production énergétique, comme détaillé précédemment, promu par certains comme une énergie de « transition » tout en restant un combustible fossile, s'inscrit dans cette logique.

## **2) – Le Pacte Vert pour l'Europe au cœur des plans de relance postpandémie**

Le Pacte Vert présenté en décembre 2019, comme nous le détaillons en introduction, s'est décliné en plusieurs stratégies sectorielles (industrielle, pour l'hydrogène, une vague de rénovation thermique des bâtiments, etc.). Pour une raison simple qu'il convient de rappeler : **investir dans la transition énergétique ne concerne pas uniquement la production d'énergies renouvelables et décarbonées**, mais bien une pluralité de secteurs économiques. Plusieurs priorités d'investissement nécessitent d'être prises en compte pour garantir le succès global de la transition.

En mai 2020, au cœur de la pandémie de Covid-19 et dans la perspective du plan de relance européen alors en discussion, l'Institut Jacques Delors publiait plusieurs propositions chiffrées sur les différents investissements à mener à l'échelle de l'Union<sup>230</sup>. En matière de **rénovation énergétique**, à horizon 2024, le think-tank défend la rénovation de la moitié des bâtiments éducatifs européens (300 milliards d'euros) et des logements de quatre millions de familles en

---

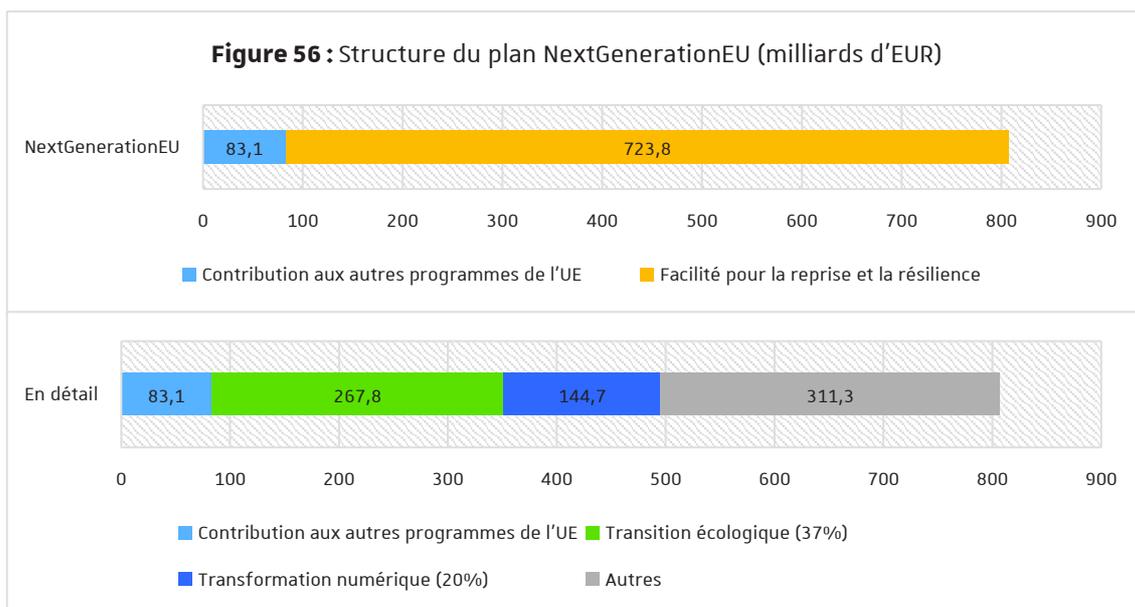
<sup>228</sup> Ce risque financier, comme nous l'aborderons dans les pages suivantes, peut être qualifié de « risque de transition ».

<sup>229</sup> *Banking on Climate Chaos – Fossil Fuel Finance Report*, 30/03/2022.

<sup>230</sup> INSTITUT JACQUES DELORS, *Greener After: A Green Recovery Stimulus for a post-COVID-19 Europe*, 05/2020.

précarité énergétique (200 milliards d'euros). Pour les **transports propres**, l'accélération de la production européenne de batteries (70 milliards d'euros), l'instauration d'un bonus moyen de 7000 euros pour l'achat d'un véhicule électrique (70 milliards d'euros), le développement des infrastructures de recharge dans l'objectif d'un million de bornes de recharge d'ici 2070 (10 milliards d'euros), ou encore le renforcement du réseau de pistes cyclables (trois milliards d'euros).

De tels montants peuvent paraître vertigineux : ils sont le prix d'une transition énergétique efficace, susceptible de réduire suffisamment nos émissions de gaz à effet de serre pour limiter les effets du dérèglement climatique. Conscients de l'importance de ces enjeux, l'Union et les Vingt-Sept ont souhaité **placer la transition énergétique au cœur du plan de relance européen NextGenerationEU**.



Source des données : Commission européenne

Ainsi, sur les 723,8 milliards d'euros alloués à la Facilité pour la reprise et la résilience – principal instrument de NextGenerationEU – les États membres se sont entendus sur un **objectif minimal de 37 %<sup>231</sup> de dépenses pour la transition écologique**, soit 267,8 milliards

<sup>231</sup> Cet objectif fut inscrit dans le marbre du droit de l'Union européenne, au sein du [règlement \(UE\) 2021/241](#) du Parlement européen et du Conseil du 12 février 2021 établissant la facilité pour la reprise et la résilience.

d'euros. À noter que ces fonds ont vocation à soutenir des projets en accord avec le principe du *Do No Significant Harm* (DNSH), visant à ne pas causer de préjudice important aux six objectifs environnementaux promus par la taxonomie européenne<sup>232</sup> (symbole, si besoin est, de l'importance de cette dernière !).

Une fois les financements débloqués au niveau communautaire, ceux-ci ont permis d'abonder les différents plans de relance nationaux des États membres, élaborés en lien avec la Commission dans le cadre du semestre européen. Parmi les principaux bénéficiaires, on trouve l'Espagne (69,5 milliards d'euros), l'Italie (68,9 milliards d'euros), la France (39,4 milliards d'euros), ou encore l'Allemagne (25,6 milliards d'euros). Dans l'Hexagone, les fonds européens ont notamment permis le déploiement du dispositif « MaPrimeRénov' » visant à faciliter l'accès des ménages les plus précaires à la rénovation énergétique de leur logement, ou encore soutenu plusieurs projets d'hydrogène vert et de décarbonation de l'industrie.

Outre les plans de relance nationaux, 83,1 milliards d'euros du plan NextGenerationEU ont été alloués au financement d'autres programmes de l'Union, certains ayant trait à la transition énergétique. C'est le cas du programme Horizon Europe (95,5 milliards d'euros sur l'exercice 2021-2027), visant à soutenir la recherche, en particulier sur des projets liés à la transition (batteries, capture de carbone, hydrogène, etc.); ou encore d'InvestEU (26,2 milliards d'euros de garanties budgétaires apportées par l'UE sur la même période), mené par la Commission et la Banque européenne d'investissement, dont 30 % du programme est consacré aux objectifs du Pacte Vert.

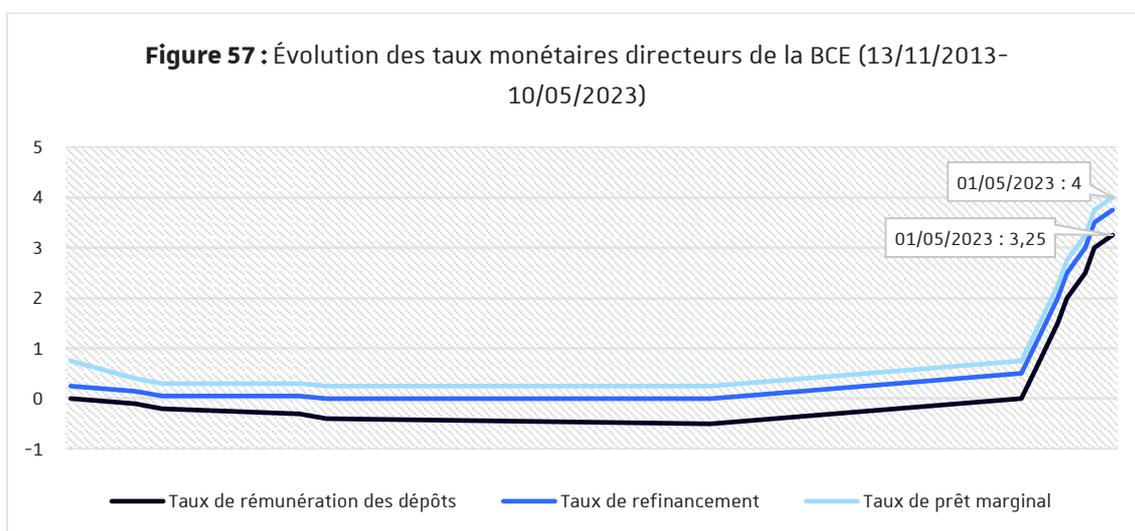
S'il apparaît certain que l'Union et les Vingt-Sept déploient des efforts financiers sans précédent depuis plusieurs années pour soutenir la transition énergétique, **au vu de la tâche à accomplir, peut-on envisager d'aller plus loin, plus vite, plus fort ?** Ainsi, les possibilités d'action de la Banque centrale européenne pourraient offrir des pistes intéressantes pour démultiplier les capacités de financement à notre disposition.

---

<sup>232</sup> Cette obligation de respecter le principe du DNSH fut également inscrite dans le [règlement \(UE\) 2021/241](#). Rappelons que le [règlement \(UE\) 2020/852](#) établissant la taxonomie a été adopté le 18 juin 2020, permettant de lier les deux actes législatifs.

### C) – À l’avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?

En première ligne face à la résurgence de l’inflation depuis l’été 2021 et les goulets d’étranglement postpandémie – phénomène accéléré par la crise énergétique – les grandes banques centrales de la planète ont pu apparaître dépassées par la situation. Leur seule réponse concrète à l’envolée des prix fut la remontée des taux directeurs, signifiant un retour du conservatisme des banques centrales, privilégiant la stabilité des prix quitte à freiner la reprise de l’activité économique. La BCE, à l’image de la Réserve fédérale des États-Unis ou encore de la Banque d’Angleterre, a remonté ses taux à sept reprises entre juillet 2022 et mai 2023 : soit davantage en moins d’un an que les neuf années précédentes !



Source des données : Banque de France

Alors que la crise énergétique et ses conséquences sur l’économie mondiale – un temps menacée d’une récession – semblent s’éloigner, se pose la question de la réponse structurelle à apporter à l’avenir. Face à l’intensification du dérèglement climatique et des événements météorologiques extrêmes dans les prochaines décennies, les banques centrales vont devoir prendre en compte l’émergence de nouveaux risques financiers, risquant d’augmenter les risques d’un « dérèglement » de l’économie mondiale. Des risques qui, toutefois, peuvent être réduits à l’aide d’une politique climatique ambitieuse, grâce à l’effort de transition énergétique, auquel la BCE pourrait directement contribuer.

## 1) – De nouveaux risques financiers générés par le dérèglement climatique

Nombre d'économistes et de chercheurs se sont intéressés aux effets du dérèglement climatique sur l'économie mondiale<sup>233</sup>. Leurs travaux ont contribué à l'émergence d'un nouveau champ de la macroéconomie, qualifié de « **macroéconomie écologique** », permettant l'étude de ces nouveaux risques financiers, que les banques centrales – dont la BCE, en tant qu'autorité de surveillance – seraient avisées d'incorporer dans leur réflexion.

### 1.1) – Une prise de conscience progressive des banquiers centraux

À maintes égards, ce processus de prise de conscience des banquiers centraux a déjà commencé. Dès 2015, l'ancien gouverneur de la Banque d'Angleterre Mick Carnay, dans un discours précurseur donné à la *Lloyd's of London*<sup>234</sup>, énumérait **trois risques financiers climatiques en progression : le risque physique, de transition, et de responsabilité**, sur lesquels nous revenons en détail dans les pages suivantes. L'économiste britannique souhaite mobiliser le secteur financier en faveur de la transition écologique, pour **réduire la menace d'une « tragédie des horizons »**, idée selon laquelle les impacts négatifs du dérèglement climatique incomberaient aux générations futures, n'incitant pas la génération actuelle à agir – et qu'une fois les effets du réchauffement devenus perceptibles à moyen terme, il serait trop tard pour réduire nos émissions.

Deux ans plus tard, en 2017, à l'occasion de la première édition du *One Planet Summit* accueillie par la France, plusieurs banques centrales nationales et autorités de surveillance financière (dont la BCE et l'Autorité bancaire européenne) se sont entendues pour **former un « Réseau pour verdir le système financier » (*Network for Greening the Financial System*)**. Réunissant dorénavant 121 banques centrales et superviseurs financiers<sup>235</sup>, sa mission est double : d'une part, **partager les analyses et innovations permettant de mieux mesurer les**

---

<sup>233</sup> Pour cette partie, nous nous appuyons notamment sur les travaux de Laurence Scialom, économiste et professeure des Universités (Paris-Nanterre).

<sup>234</sup> La *Lloyd's of London* étant le principal marché d'assurance britannique.

<sup>235</sup> Selon les **données du sommet One Planet Summit**, ces banques centrales et autorités de supervision assurent la surveillance de 100 % des banques mondiales systématiquement importantes, et 80 % des groupes d'assurance actifs à l'international.

*À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

risques financiers à long-terme associés au dérèglement climatique ; d'autre part, soutenir le développement des capacités de financement de la transition énergétique.

Dans cet esprit, un rapport de 2020 corédigé par la Banque de France et la Banque des règlements internationaux<sup>236</sup> estime que la stabilité financière et la stabilité climatique sont deux biens publics interconnectés. La même année, la BCE a annoncé le lancement d'une « revue stratégique », visant à évaluer les options disponibles dans le panel d'intervention de l'institution financière afin d'accélérer la lutte contre le dérèglement climatique. Ces travaux de réflexion ont permis l'annonce, en juillet 2021, d'un « plan d'action visant à inscrire les questions liées au changement climatique dans la stratégie de politique monétaire » [de la BCE, ndlr], assorti d'une feuille de route. « *L'Eurosystème ne peut pas être un spectateur dans la transition vers une économie neutre carbone* » déclarait à cette occasion Isabel Schnabel, économiste allemande et membre du Directoire de l'institution de Francfort<sup>237</sup>.

Si cet historique met en évidence un certain consensus des banques centrales autour de la nécessité d'agir, celles-ci restent néanmoins confrontées à un dilemme. Dans l'espoir de dissiper la tragédie des horizons, elles souhaitent flécher les flux financiers en soutien à la transition vers une économie bas carbone, ce qui accélérerait « l'échouage » (la perte de valeur) des actifs carbonés<sup>238</sup>. Si ce processus d'échouage est irrémédiable à terme pour tenir les engagements climatiques, le précipiter risque de provoquer une crise financière mondiale, susceptible d'entraver l'effort de transition. Autrement dit, les banquiers centraux avancent sur des braises, et sont contraints d'agir avec précaution.

Toutefois, Laurence Scialom souligne l'habileté des banques centrales à s'adapter à leur contexte historique, maintes fois éprouvée<sup>239</sup>. Au cours des derniers siècles, celles-ci ont été plus ou moins soumises ou indépendantes vis-à-vis de leurs gouvernements, de nouvelles

---

<sup>236</sup> BANQUE DE FRANCE & BANQUE DES RÈGLEMENTS INTERNATIONAUX, *The green swan: Central banking and financial stability in the age of climate change*, 01/2020.

<sup>237</sup> BANQUE CENTRALE EUROPÉENNE, *La Banque centrale européenne présente un plan d'action visant à inscrire les questions liées au changement climatique dans sa stratégie de politique monétaire*, communiqué de presse daté du 08/07/2021.

<sup>238</sup> Les mêmes pouvant être concernés par le projet de taxonomie « brune » européenne, que nous évoquions plus tôt.

<sup>239</sup> SCIALOM Laurence, « Les banques centrales au défi de la transition écologique. Éloge de la plasticité », *Revue économique*, vol. 73, no 2, Presses de Sciences Po, 2022, p. 219-242.

## *À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

missions leurs ont été confiées tandis que certaines sont exercées de longue date (stabilité financière et des prix, préservation du système de paiement, contribution au financement des États, etc.). La prise en compte des enjeux et risques climatiques s'inscrit dans cette continuité historique, **signifiant un « changement d'époque »** (ou *Zeitenwende*, pour reprendre l'expression du Chancelier allemand Olaf Scholz). Un nouveau chapitre dans l'histoire des banquiers centraux, traduisant une réalité davantage perceptible jour après jour : **la transformation des risques financiers climatiques en véritable menace systémique pour la stabilité du système financier international.**

### **1.2) – L'indispensable révolution conceptuelle dans l'évaluation financière des investissements dans la transition**

Cette menace d'une crise financière climatique est telle qu'elle nécessite la mise en œuvre d'investissements lourds dans la transition pour être combattue. Or, actuellement, les investissements à destination des actifs bas carbone sont perçus comme plus risqués (immaturité de certaines technologies, incertitudes sur la chaîne de valeur<sup>240</sup>, etc.) et moins rentables (nécessité d'un soutien public). À l'inverse, les actifs carbonés, **bénéficiant d'un historique de rentabilité, sont davantage perçus comme des valeurs sûres** vers lesquelles investir<sup>241</sup>. Pour soutenir les premiers et dissiper la tragédie des horizons, il est nécessaire de changer de paradigme vis-à-vis de leur évaluation financière, pour inciter les agents économiques à s'engager.

**Le premier pilier de cette révolution concerne l'approche à adopter vis-à-vis des rendements.** Le raisonnement développé plus haut, au détriment des actifs bas carbone, peut se vérifier au regard des rendements économiques, évalués en termes monétaires, seul indicateur valable pour les investisseurs. Or, les investissements dans la transition écologique et énergétique ne devraient pas être étudiés seulement à cet égard : **ils sont porteurs**

---

<sup>240</sup> Par exemple, la chaîne de valeur des panneaux photovoltaïques, dominée par la Chine (cf. chapitre 2) a connu des turbulences importantes en raison de la pandémie de Covid-19 et des confinements successifs des provinces chinoises.

<sup>241</sup> Le rapport *Banking on Climate Chaos – Fossil Fuel Finance Report* publié le 30/03/2022, mentionné précédemment, ne manque pas d'illustrations de cette réalité...

*À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

d'externalités positives, sur le plan social comme environnemental. Ces bénéfices non-financiers, pour être mesurés, nécessitent l'élaboration de nouveaux instruments : par exemple, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre évitées grâce à un investissement dans les énergies décarbonées, ou encore les coûts de dépollution réduits pour le voisinage d'un site industriel ayant réduit ses rejets dans l'environnement.

Sur le plan théorique, les investissements dans les actifs bas carbone doivent permettre de **tendre vers un optimum de Pareto**, une situation dans laquelle la satisfaction d'un agent économique ne peut progresser sans porter atteinte à celle d'un autre agent. **L'inclusion des externalités liées aux objectifs climatiques** – négatives en cas d'inaction comme positives dans le cas opposé – **dans les investissements permettra de tendre vers cet optimum social au sens de Pareto.**

**Le second pilier de cette révolution conceptuelle concerne l'évaluation des risques comportés dans les projets d'investissement.** Traditionnellement, en finance, l'approche du risque est rétrospective : à partir de l'historique de rentabilité d'un actif et d'informations fiables sur ses promesses d'avenir, un investisseur peut déterminer le risque encouru par sa décision d'investissement. Son travail de réflexion s'appuie sur l'outil statistique, avec des instruments tels que la *VaR (Value at Risk)*, ou « valeur à risque »<sup>242</sup>. **Or, les risques financiers climatiques échappent à cette logique** : seules les connaissances scientifiques (travaux du GIEC, etc.), convergeant vers une accélération du dérèglement climatique, peuvent fournir un début d'information quant à l'évaluation des risques. Toutefois, elles ne suffisent pas à déterminer avec exactitude l'ampleur des effets des risques financiers climatiques sur l'économie réelle.

Autrement dit, **on retombe sur le point commun entre les crises financières et les évènements météorologiques extrêmes**<sup>243</sup> : **impossible de les prédire totalement à l'avance.** Si le risque d'une crise financière a déjà frappé l'économie mondiale en 1929 ou encore en

---

<sup>242</sup> Popularisée par la banque américaine JP Morgan dans les années 1990, la *Value at Risk* correspond, pour un investisseur, à la pire perte attendue sur un horizon temporel déterminé, selon un certain « niveau de confiance », construit à l'aide de probabilités sur l'évolution de son portefeuille d'actifs.

<sup>243</sup> Par leur durée, leur récurrence, leur intensité.

2008, l'aggravation du dérèglement climatique est une nouvelle composante de celui-ci. **Si les modèles de gestion des risques financiers habituels sont devenus obsolètes à l'heure de la crise climatique, il est nécessaire de s'appuyer sur d'autres instruments.** Par exemple, Laurence Scialom<sup>244</sup> suggère l'analyse des prédictions des scénarii à 1,5°C, 2°C, 3°C de réchauffement global. Le développement de la tarification des externalités négatives des activités brunes, dans l'esprit de la taxe carbone pigouvienne, peut aussi avoir une vocation d'indicateur des risques financiers climatiques.

### 1.3) – Risques physiques, de transition et de responsabilité

Après avoir détaillé la menace que constituent les risques financiers climatiques sur l'économie mondiale, il convient de revenir sur chacun d'entre-eux en détail. **Le premier – peut-être le plus évident – est d'ordre physique**, correspondant aux dommages occasionnés par les événements météorologiques extrêmes. Concrètement, **le risque physique se traduit par la destruction d'actifs et une baisse de rentabilité des entreprises et secteurs économiques exposés.** Par exemple, la récurrence accrue des épisodes de canicule et de sécheresse provoquera une diminution des rendements agricoles, dans un secteur où les marges des producteurs sont d'ores et déjà restreintes ; en outre, ce risque pose un problème aux assureurs, amenés à compenser financièrement les effets du dérèglement climatique. **En clair, le risque physique accélère l'échouage des actifs exposés.**

Dans un second temps, se pose le **risque de transition**. Il peut se définir par les conséquences de l'annonce et/ou de la mise en œuvre d'une politique climatique (taxes, investissements publics, régulations, etc.), d'un basculement des normes sociales<sup>245</sup>, ou encore d'une rupture technologique facilitant la transition, sur la valeur des actifs condamnés à

---

<sup>244</sup> Ibidem.

<sup>245</sup> Un exemple de basculement des normes sociales nous vient de Suède : depuis plusieurs années, le phénomène du *tågskryt* (comprendre « fierté de prendre le train ») a permis au transport ferroviaire, plus propre pour l'environnement, de supplanter l'avion pour les voyages de longue distance. Ce dernier a subi les effets du mouvement de *flygskam* (« honte de l'avion »), avec des conséquences concrètes sur l'activité économique : par exemple, en 2021, l'aéroport de Stockholm-Bromma, autrefois réservé aux compagnies *low-cost*, fut fermé faute de rentabilité suffisante. Au contraire, la compagnie ferroviaire nationale suédoise SJ (*Statens Järnvägar*) a enregistré des profits croissants sur la même période.

*À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

échouage à moyen voire long-terme. Concrètement, le risque de transition se traduit par une forte dépréciation des actifs carbonés concernés.

**Ce risque est au cœur du dilemme temporel rencontré par les banques centrales tel que décrit précédemment.** Si celles-ci encouragent une transition écologique trop rapide, la probabilité d'un échouage massif d'actifs carbonés augmente, et avec lui celui d'une crise financière mondiale, paralysant les capacités de financement de la transition. Inversement, si la transition n'est pas assez efficace, l'aggravation du dérèglement climatique avec le temps va de pair avec celle du risque physique. **D'une certaine manière, les banques centrales sont prises en étau entre les mantras de « fin du monde » contre « fin du mois », mis en avant dans plusieurs mouvements sociaux.** Le rôle de la BCE, dans son cas de figure, serait de **jouer l'équilibriste en accompagnant l'échouage des actifs carbonés, sans provoquer de crise financière, tout en évitant de sombrer dans la procrastination climatique.**

**L'actualité économique européenne des derniers mois nous offre une pluralité d'exemples d'entreprises ou de régions concernées par le risque de transition.** Par exemple, le groupe Siemens est en pleine réorganisation : en février 2021, il a annoncé la suppression de 7800 emplois, principalement dans les divisions dédiées au gaz naturel, en raison du déclin des activités fossiles. Coût de cette restructuration : 500 millions d'euros ! Toutefois, l'entreprise allemande peut se targuer du succès de sa filiale dédiée aux renouvelables, Siemens Gamesa, spécialisée dans l'éolien<sup>246</sup>. En Grèce, la région de Kozani, surnommée la « Ruhr des Balkans » – mentionnée au premier chapitre – pour sa production historique de charbon, est dorénavant engagée dans un processus de reconversion sur plusieurs années. Le gouvernement hellénique, soutenu par l'UE, a déployé plusieurs mesures (fonds de soutien à la population, plans de reconversion professionnelle, baisse de la fiscalité pour attirer des entreprises, etc.). Il encourage notamment le retour à la terre, autrefois délaissée au profit des mines de lignite, donnant un nouvel essor à la culture du safran, véritable « or rouge » du sud des Balkans.

---

<sup>246</sup> À noter toutefois, qu'en dépit d'un carnet de commandes bien rempli, Siemens Gamesa a connu quelques déboires financiers, liés à la maintenance de ses éoliennes...

*À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

**Enfin, subsiste le risque de responsabilité, ou risque juridique.** Il prend la forme des litiges opposant les victimes de catastrophes naturelles découlant du dérèglement climatique aux détenteurs d'actifs carbonés (généralement des entreprises, mais également des États !). Certaines entreprises ont d'ores et déjà fait les frais de déboires judiciaires : **aux États-Unis, la faillite de l'énergéticien Pacific Gas & Electric (2019), mis en accusation pour négligence dans l'entretien de son réseau électrique ayant déclenché les feux de forêts ravageant la Californie l'année précédente, est considérée comme la première faillite directement liée au dérèglement climatique.**

## **2) – Les potentiels outils à disposition de la BCE pour son action climatique**

Confrontée à l'aggravation de ces risques au rythme du dérèglement climatique et aux efforts insuffisants des États membres pour les combattre, **la BCE pourrait décider d'agir directement pour soutenir la transition écologique et énergétique.** Un potentiel d'action reposant aussi bien sur des outils conventionnels, connus des agents économiques, mais pouvant également requérir le passage à des méthodes plus... disruptives.

### **2.1) – Plusieurs leviers d'action plus ou moins conventionnels**

La BCE s'étant jusqu'à présent refusée de favoriser les secteurs économiques peu carbonés, au nom du principe de « neutralité du marché », l'empêchant de verdir son bilan, **elle pourrait être tentée d'utiliser dans un premier temps des leviers d'action conventionnels pour soutenir les politiques de transition.** Ce qui permettrait, d'une part, d'apaiser les marchés (évitant d'alimenter le risque de transition) tout en étant cohérent avec les principes de *Forward guidance* et de transparence tels que promus par l'institution de Francfort. **Pour guider sa prise de décision, elle pourrait s'inspirer de ses homologues étrangers.** En Chine, depuis 2007, une politique de « crédit vert » est menée conjointement par le gouvernement central et la Banque populaire de Chine, pour soutenir les ménages et

## *À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

entreprises dans leurs efforts de transition. Au Brésil, la banque centrale a intégré les risques financiers climatiques dans son calcul de ratio de capital réglementaire<sup>247</sup>.

Dans cet esprit, le premier instrument conventionnel mobilisable concerne l'accès à la liquidité (par le crédit). **La BCE pourrait décider de favoriser les collatéraux<sup>248</sup> « verts » au détriment des « bruns »** : par exemple, des actions issues d'entreprises impliquées dans la transition énergétique, plutôt qu'issues de grands énergéticiens fossiles. La taxonomie verte, éventuellement aidée de son équivalence brune, pourrait aider la BCE à déterminer les collatéraux exigés et rejetés. **Cet outil est particulièrement efficace, car il cible directement les banques commerciales**, qui empruntent en permanence auprès de la BCE pour satisfaire leurs besoins en liquidités et alimenter l'économie. **Toutefois, il nécessite d'être utilisé avec précaution** : une liste trop restreinte d'actifs « verts » acceptés risquerait de tarir l'accès au crédit, perturbant l'efficacité des canaux de diffusion de la politique monétaire.

Le deuxième instrument disponible a déjà été mobilisé en réponse à une situation de crise économique : à présent, **la crise climatique rend nécessaire une actualisation de l'assouplissement quantitatif<sup>249</sup> pour le rendre davantage « vert »**. Dans les faits, la BCE pourrait concentrer ses programmes d'achat d'actifs sur des entreprises engagées dans la transition<sup>250</sup>, ou sur des titres de dette publique pour accompagner les efforts des États membres. Face à l'urgence du déclenchement de la pandémie de Covid-19, dans le cadre de sa politique d'assouplissement quantitatif, le *Pandemic Emergency Purchase Programme* (PEPP) a permis à la BCE d'acheter quelques 186,6 milliards d'euros d'obligations publiques ainsi que

---

<sup>247</sup> Le « capital réglementaire » correspond aux fonds propres qu'une banque commerciale doit conserver en toutes circonstances, pour se couvrir en cas de crise financière. Il est calculé par la banque centrale pour chaque établissement bancaire, selon son exposition aux risques. Ainsi, inclure les risques financiers climatiques dans le calcul du capital réglementaire d'une banque commerciale permet de prendre en compte le risque d'échouage des actifs d'une banque.

<sup>248</sup> En finance, un collatéral est un actif qu'un créancier accepte comme garantie d'un prêt accordé. Si l'emprunteur est incapable de rembourser son prêt (défaut de paiement), le créancier peut saisir le collatéral et le revendre pour compenser les pertes. Le risque de crédit est ainsi couvert. Ce système est comparable à celui des hypothèques pour l'achat d'un bien immobilier.

<sup>249</sup> L'assouplissement quantitatif (ou *quantitative easing*) est un dispositif non conventionnel de la politique monétaire de la BCE, lui permettant d'intervenir de manière généralisée et prolongée dans le financement de l'économie, en rachetant des actifs (principalement des titres de dette publique) sur les marchés financiers. Ces rachats s'effectuent auprès des banques commerciales et d'autres acteurs, bénéficiant d'un apport supplémentaire de liquidités ayant vocation à alimenter l'économie.

<sup>250</sup> Une nouvelle fois, la taxonomie européenne joue un rôle crucial dans la définition de ce qui est « vert » et de ce qui ne l'est pas.

*À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

dix milliards d'euros d'obligations du secteur privé en seulement deux mois (mars à mai 2020).

**L'urgence climatique ne mériterait-elle pas un traitement similaire ?**

Une troisième option consisterait à **soutenir directement les banques publiques d'investissement (BPI) des États membres<sup>251</sup> pour leurs projets ayant trait à la transition écologique**. Ces investissements étant particulièrement coûteux, comme nous le détaillons en amont, le soutien de la BCE serait le bienvenu. Pour ce faire, **les BPI auraient la possibilité d'émettre des « obligations de projet », à long-terme avec des taux très bas, qui seraient rachetées dès leur émission sur le marché primaire par la BCE**. Ce procédé permet à cette dernière de financer directement la transition comme le ferait n'importe quel investisseur, à la différence près que celui-ci ne serait pas incité à racheter une obligation de projet, leur retour sur investissement étant très faible. En outre, le rachat d'obligations de long-terme ne pose pas de problème fondamental à la BCE, celle-ci n'étant évidemment pas sujette à la contrainte de solvabilité incombant aux banques commerciales.

Enfin, la dernière possibilité d'action « conventionnelle » viserait à **raffermir le cadre macroprudentiel autour des acteurs économiques**. Concrètement, il faudrait renforcer les législations encadrant les activités économiques, dans le sens d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre ; **une réflexion que la BCE ne peut faire aboutir seule, mais dont elle peut être à l'initiative**. La taxonomie verte a constitué une première avancée de taille, en désignant quelles activités sont utiles la lutte contre le dérèglement climatique, et aurait tout intérêt à être complétée par une taxonomie brune à la vocation contraire. **Toutefois, cet instrument appartient au registre de l'incitation ; une prochaine étape serait de passer à la coercition**. Autrement dit, imposer aux agents économiques de suivre les dispositions de la taxonomie dans leurs décisions d'investissement.

Chacun peut l'imaginer, **un tel outil aux allures d'économie planifiée devrait être manipulé avec grande précaution** : si les investisseurs venaient à être contraints, dans un temps restreint, d'abandonner tout financement des activités « brunes », le risque de transition

---

<sup>251</sup> Par exemple, la KfW (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*) en Allemagne, Bpifrance en France, l'ICO (*Instituto de Crédito Oficial*) en Espagne, etc.

## *À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

pourrait provoquer une crise économique d'ampleur, soit un scénario catastrophe pour le financement de la transition. Toutefois, **pour réduire le risque, le passage d'une logique incitative à coercitive pourrait se faire par étapes** : par exemple, imposer de manière progressive aux banques commerciales des planchers et plafonds de crédit alloués aux activités « brunes ». Cette mesure pourrait être couplée à des exigences croissantes de capital réglementaire pour les banques commerciales continuant à financer de telles activités, dont le risque d'échouage est élevé. Ainsi, une réforme du cadre macroprudentiel contribuerait au renchérissement du coût de financement des actifs carbonés – tout en gardant à l'esprit le risque de transition – et à la redirection des flux d'investissement vers les activités « vertes ».

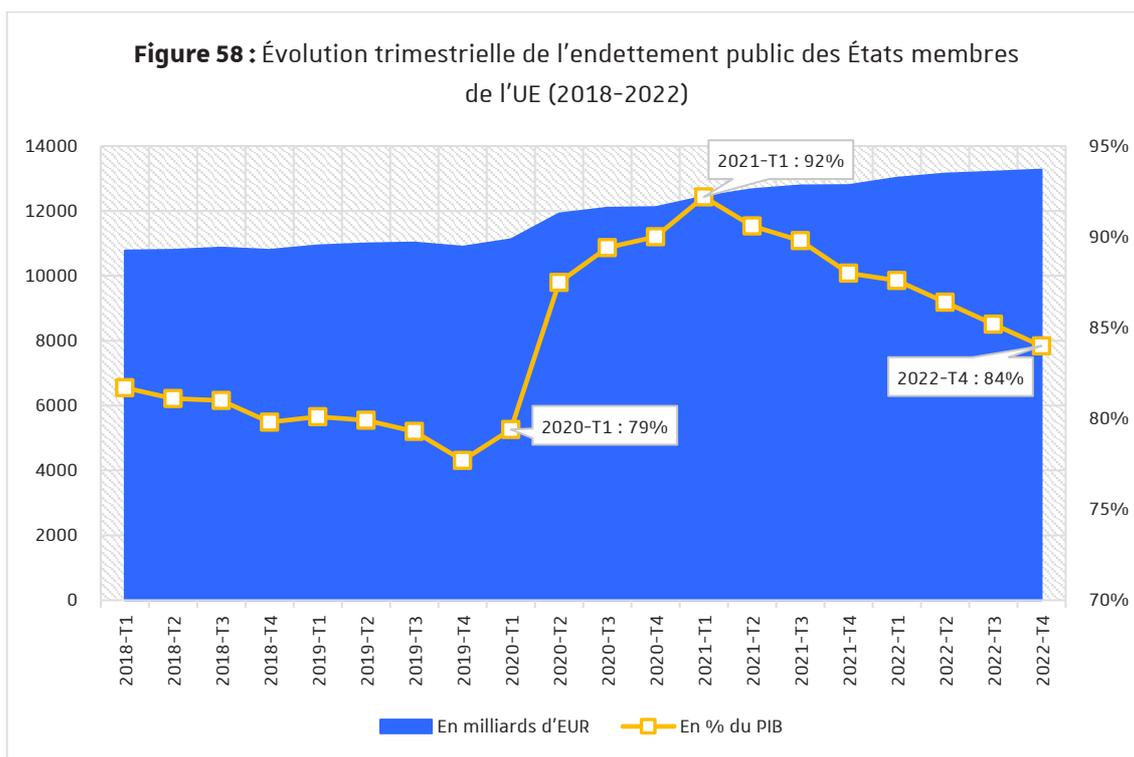
### **2.2) – Des instruments plus disruptifs**

Ces quatre premières pistes pourraient constituer les prémices d'un engagement de la BCE pour le financement de la transition écologique. En revanche, si elle l'estime nécessaire, l'institution de Francfort pourrait envisager de recourir à des méthodes moins... orthodoxes.

La principale d'entre-elles serait la **monétisation de la dette publique des États membres**<sup>252</sup>, afin de leur rendre une marge de manœuvre budgétaire suffisante pour subvenir les efforts de transition. Une mesure certes radicale, mais pouvant faire sens au vu de l'aggravation de l'endettement public des États membres ces dernières années (effets de la pandémie de Covid-19, coûts élevés des boucliers tarifaires instaurés pour limiter l'envolée des prix de l'énergie).

---

<sup>252</sup> En finance, la « monétisation » de la dette d'un État correspond, pour celui-ci, à augmenter la masse monétaire de sa devise en circulation (faire tourner la planche à billets) pour financer directement sa dette, plutôt que d'emprunter sur les marchés financiers.



Source des données : Eurostat

#### LÉGENDE

Les données correspondent aux 27 États membres de l'UE, en cumulé.

Toutefois, la principale limite d'une telle politique est connue : l'inflation. Depuis le XX<sup>ème</sup> siècle, les exemples d'États ayant essayé – en vain – de faire tourner la planche à billets pour résoudre leurs difficultés financières ne manquent pas (Argentine, Venezuela, Zimbabwe...). En Europe, peu de chances qu'une Allemagne restant traumatisée par l'hyperinflation des années 1930 laisse la BCE agir d'une telle manière : d'autant plus dans le contexte actuel, où l'inflation a déjà resurgi à des niveaux inégalés depuis les années 1980.

Toutefois, la BCE peut décider de recourir à une version plus « modérée » de cet outil : elle pourrait annuler une partie des dettes publiques des États membres, en contrepartie d'investissements dans la transition. Comme nous l'évoquons plus tôt, les banques centrales n'étant pas soumises à la contrainte de solvabilité ou au risque de manque de liquidités, en théorie, une telle solution est envisageable.

*À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?*

### 2.3) – Une nécessaire définition d'un mandat démocratique pour l'institution de Francfort

Ce catalogue exhaustif, pour être mis en application, requiert un mandat **démocratique clair accordé à la BCE**. Car l'utilisation accrue de ces outils peut avoir des conséquences tellement importantes pour l'organisation de l'économie (risques d'échouage d'actifs, inflation, voire de crise financière) que la banque centrale ne pourra mener pareille politique sans acquérir au préalable une légitimité politique établie.

Dans un premier temps, pour justifier le recours aux instruments les moins disruptifs (collatéraux, assouplissement quantitatif vert, rachat d'obligations de projet émises par les BPI), la BCE pourrait invoquer son rôle **d'autorité de surveillance et de garante de la stabilité financière**, la contraignant à faire le nécessaire pour combattre les risques financiers climatiques. Toutefois, l'institution de Francfort ne pourra engager seule l'éventuelle réforme du cadre macroprudentiel, ainsi que la mise en œuvre d'instruments plus révolutionnaires (monétisation de la dette, annulation partielle des dettes publiques) : elle aura besoin du soutien des États membres et des autres institutions européennes.

Une possible voie de sortie pourrait être le **renforcement du fédéralisme budgétaire européen**. La politique monétaire étant déjà du ressort de l'Union (pour les États membres de la zone euro), lui confier la politique budgétaire – au prix d'un contrôle démocratique renforcé – donnerait sens à l'action de la BCE, qui agirait de pair avec l'Union pour coordonner les deux politiques de manière à soutenir le financement de la transition. Toutefois, cette solution ambitieuse se heurte à la souveraineté budgétaire des États membres, n'envisageant pas, pour la plupart, d'y renoncer. Une autre possibilité serait **d'inscrire la lutte contre le dérèglement climatique parmi les missions de la BCE**, sur un pied d'égalité avec la préservation de la stabilité des prix<sup>253</sup>.

---

<sup>253</sup> La stabilité des prix est l'objectif principal du Système européen de banques centrales (ou Eurosystem), inscrit dans l'article 127 du TFUE définissant les attributions de la BCE. Y inclure la lutte contre le dérèglement climatique, au même titre, grâce à une réforme des traités, ferait sens.

## Chapitre 4 – Politique industrielle et choix technologiques d'une Europe climatiquement neutre en 2050

Profitant d'un cadre réglementaire réformé incitant aux investissements « verts », rendus possibles par la **démultiplication des capacités de financement**, les prochaines étapes de la transition énergétique européenne sont les suivantes : la **construction d'une véritable politique industrielle**, permettant la **mise en œuvre de solutions technologiques** concrétisant les ambitions climatiques et souveraines de l'Union.

I) – L'Europe puissance industrielle « verte »

A) – L'émergence d'une politique industrielle communautaire

1) – L'industrie comme composante de « l'autonomie énergétique » européenne

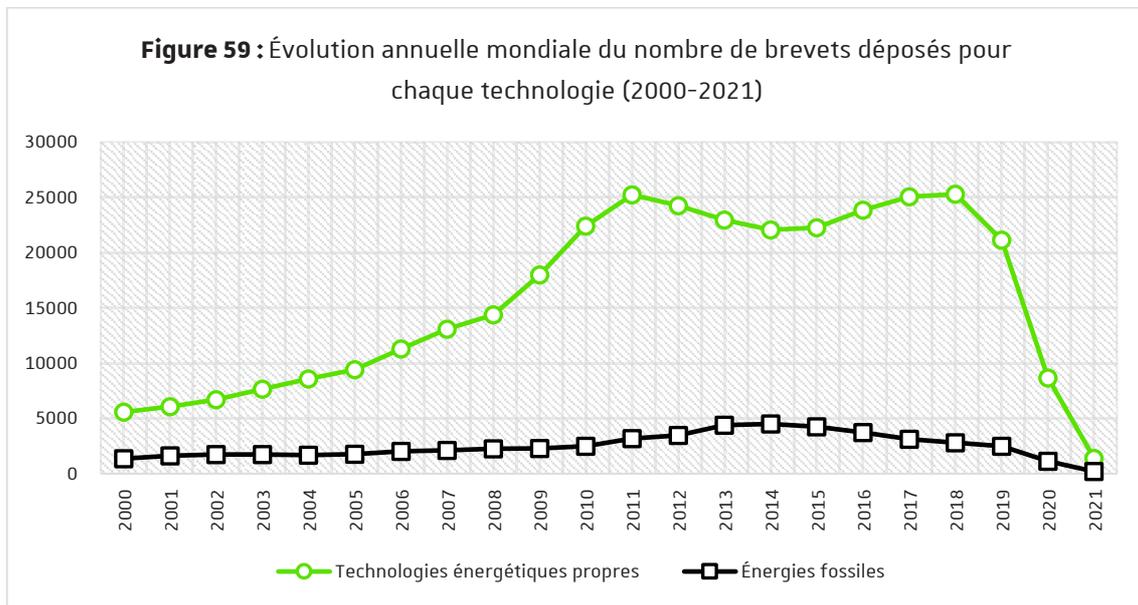
Depuis 2017 et le discours fondateur d'Emmanuel Macron à la Sorbonne<sup>254</sup>, le **concept d'une « autonomie stratégique européenne »**, pour lequel la France a longtemps fait cavalier seul, a **progressivement trouvé un écho dans les autres capitales européennes**. Il faut reconnaître que les crises à répétition des dernières années – sanitaire puis énergétique – ont incité les États membres à élaborer des réponses communes, en faveur de la « souveraineté européenne » promue par Paris.

Dans le contexte actuel, où l'Union cherche à acquérir son « autonomie énergétique », la **question industrielle apparaît incontournable**, davantage que pour n'importe quel autre secteur de l'autonomie stratégique européenne. Le développement des énergies renouvelables et décarbonées, en parallèle de l'abandon des combustibles fossiles, amène à **un changement de nature de la dépendance énergétique européenne : autrefois quantifiée en flux physiques (importations d'énergies fossiles), elle revêt dorénavant un aspect technologique**. Or, comme nous l'étudions dans le deuxième chapitre, la Chine (et plus largement l'Asie-Pacifique) domine la chaîne de valeur des technologies de la transition

---

<sup>254</sup> « Initiative pour l'Europe », discours d'Emmanuel Macron à la Sorbonne, 26/09/2017.

énergétique, de l'extraction des matières premières indispensables (métaux rares) aux usines de fabrication, en passant par l'innovation de rupture (brevets).



Source des données : Agence internationale de l'énergie

Pour éviter d'avoir à subir les effets d'une nouvelle dépendance énergétique – comme l'Union l'expérimente actuellement vis-à-vis des combustibles fossiles russes – **il est indispensable de concevoir une industrie européenne de la transition énergétique**, garante de souveraineté, par la maîtrise des aspects critiques de la chaîne de valeur de ces technologies en pleine expansion.

L'échec des politiques de libéralisation menées dans l'Union pourrait d'autant plus justifier la mise en œuvre d'un certain « dirigisme » industriel. Elles ont certes permis l'avènement du marché unique européen, mais un marché ouvert à la concurrence internationale, y compris à des acteurs étrangers – notamment chinois, russes, et américains – soutenus par leurs gouvernements, placés sur un pied d'égalité avec les entreprises européennes. Ces dernières étant de surcroît **affaiblies par l'application stricte de la politique de concurrence** défendue par la Commission et les États membres les plus enclins

à l'action libre du marché<sup>255</sup>. **Symbole de cette fermeté, versant dans la naïveté : la fusion avortée entre Alstom et Siemens (2019)**, visant à créer un « géant européen » du transport ferroviaire face à la concurrence chinoise, sur laquelle l'exécutif européen apposa son veto. Ainsi, les entreprises européennes subissent une concurrence étrangère accrue, sans bénéficier du soutien d'une politique industrielle communautaire, au nom du droit à la concurrence.

**À l'heure des investissements et des progrès technologiques colossaux appelés par la transition énergétique, la promesse du *Small is Beautiful* nous semble d'un autre temps.** Une politique industrielle européenne aurait une double vocation : d'une part, **soutenir les projets s'inscrivant dans la transition** (énergies renouvelables, efficacité énergétique, technologies de stockage de l'énergie, etc.), aussi bien sur le plan financier (budgets alloués à la recherche<sup>256</sup>, subventions) que réglementaire (révision de l'application du droit à la concurrence). D'autre part, **défendre les actifs stratégiques européens**, par le développement d'instruments de défense commerciale permettant le filtrage des IDE<sup>257</sup> prédateurs, et le conditionnement de l'accès au marché européen au respect de règles de transparence strictes et de réciprocité en matière d'aides d'État.

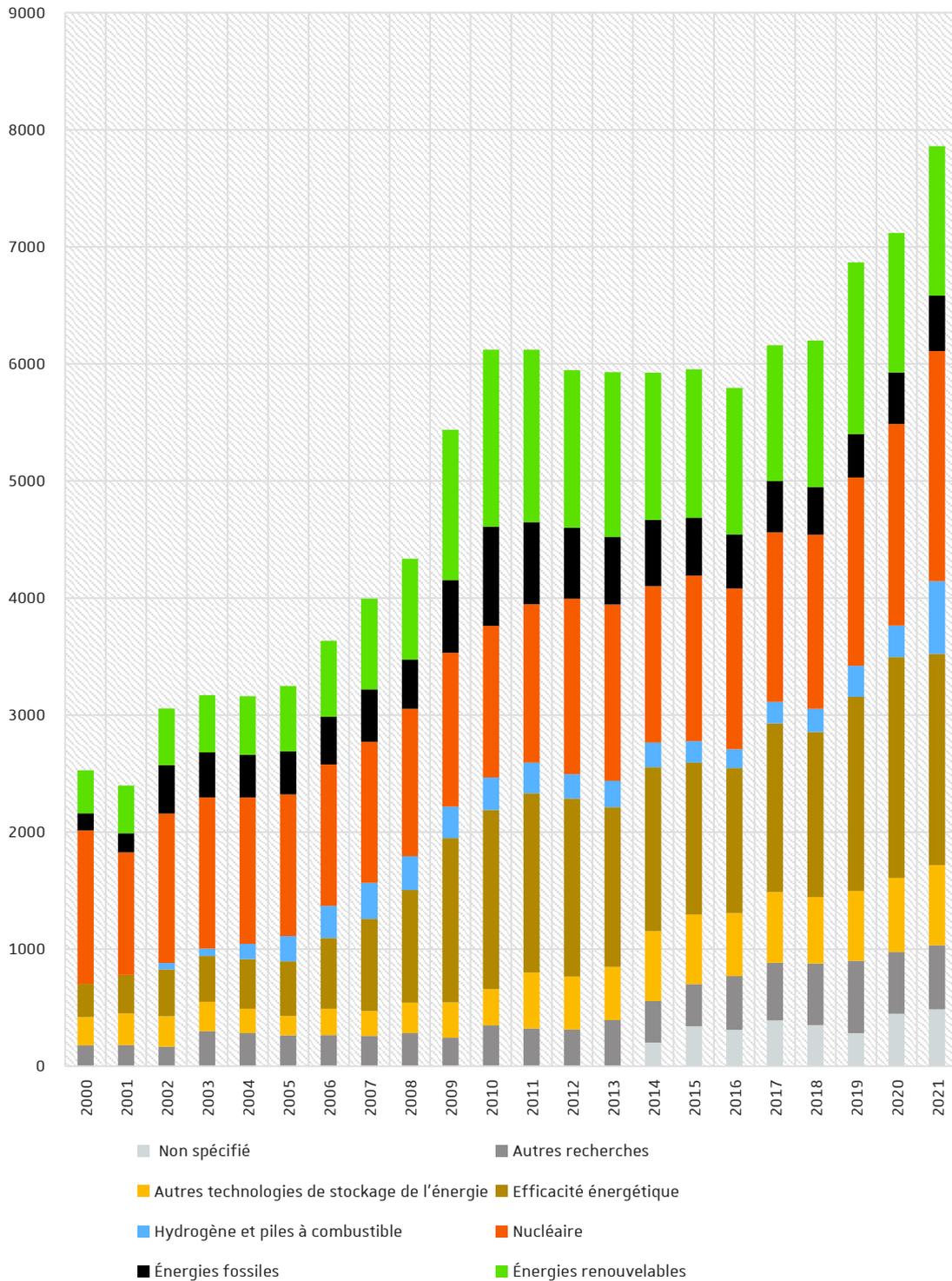
---

<sup>255</sup> Par exemple, les États membres scandinaves (Danemark, Suède), les Pays-Bas, le Luxembourg, l'Autriche, et historiquement l'Allemagne, jusqu'à des revirements récents.

<sup>256</sup> Cf. figure 60.

<sup>257</sup> Investissements directs à l'étranger.

**Figure 60 :** Évolution annuelle du budget recherche et développement selon les technologies énergétiques des États européens de l'AIE (millions d'EUR, 2000-2021)



Source des données : Agence internationale de l'énergie

**LÉGENDE**

Les données sont exprimées en EUR 2021 (prix constants).

Elles correspondent aux dépenses cumulées de tous les États européens selon la classification de l'Agence internationale de l'énergie (États membres de l'UE, Norvège, Royaume-Uni, Turquie, Suisse, Israël, Serbie, Kosovo, Bosnie-Herzégovine, Albanie, Monténégro, Gibraltar, Macédoine du Nord, Moldavie, Ukraine, Islande, Monténégro). Cette approche globale nous paraît indispensable, l'Union collaborant sur des projets de recherche avec des pays tiers, dans son voisinage.

## **2) – Les premiers pas d'une stratégie industrielle européenne**

### **2.1) – L'industrie comme partie prenante du Pacte Vert**

Avant même la crise énergétique actuelle, la nécessité d'une politique industrielle communautaire avait été incluse au sein du Pacte Vert pour l'Europe : **en mars 2020, la Commission a présenté sa « Stratégie industrielle pour l'Europe », établissant une liste de quatorze « écosystèmes industriels »<sup>258</sup> susceptibles de bénéficier d'un assouplissement des règles de concurrence.** Actualisée en mai 2021 pour tenir compte des enseignements de la pandémie de Covid-19, la Stratégie ambitionne dorénavant d'accompagner la compétitivité des entreprises européennes dans la double transition écologique et numérique, les deux axes du plan NextGenerationEU. En outre, elle vise à **renforcer la résilience du marché unique, tout en s'attaquant à certaines dépendances de l'Union vis-à-vis des pays tiers.**

Dans un premier temps, **le plan de la Commission repose sur des Alliances industrielles,** conçues sur le modèle de l'Alliance européenne des batteries (AEB), sur lequel nous reviendrons. Rassemblant plusieurs partenaires – publics comme privés – en lien avec la chaîne de valeur d'un produit spécifique ou d'une industrie, **ces Alliances visent à renforcer leur coordination, afin d'atteindre un objectif politique donné :** dans le cas de l'AEB, renforcer la mainmise européenne sur une technologie critique de la transition énergétique. Ces Alliances sont soutenues dès leur origine par la Commission, mais ne bénéficient pas pour autant d'un assouplissement des règles de concurrence. Depuis la formation de l'AEB (2017), plusieurs Alliances industrielles ont vu le jour ; dans un second temps, elles **peuvent**

---

<sup>258</sup> Outre les industries à forte intensité énergétique et les énergies renouvelables, on y trouve l'aérospatiale et défense, l'agroalimentaire, la construction, les industries culturelles et créatives, le numérique, l'électronique, la santé, la mobilité, les transports et l'automobile, ainsi que la proximité, l'économie sociale et solidaire, le commerce de détail, le textile et me tourisme.

préfigurer la mise en œuvre d'un (ou plusieurs) Projets Importants d'Intérêt Commun Européen (PIIEC).

**Figure 61 :** Alliances industrielles européennes en activité

| Alliance industrielle   | Année de lancement |
|---|--------------------|
| Alliance européenne des batteries   | 2017               |
| Alliance pour les plastiques circulaires  | 2019               |
| Alliance européenne des matières premières  | 2020               |
| Alliance européenne de l'hydrogène propre   | 2020               |
| Alliance européenne pour les données industrielles, edge et cloud   | 2021               |
| Alliance Industrielle sur les processeurs et les technologies des semi-conducteurs                        | 2021               |
| Alliance européenne de l'industrie solaire photovoltaïque   | 2022               |
| Alliance pour l'aviation à émissions nulles   | 2022               |
| Alliance industrielle pour la chaîne de valeur des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone | 2022               |

Source des données : Commission européenne

**ENCADRÉ 10 – LES PROJETS IMPORTANTS D'INTÉRÊT EUROPÉEN COMMUN (PIIEC)**

Le Projet Important d'Intérêt Européen Commun (*Important Project of Common European Interest* en anglais, ou IPCEI) est un mécanisme européen visant à soutenir des secteurs économiques identifiés comme stratégiques, en autorisant les États membres à **accorder des subventions publiques supérieures aux limites habituelles** permises par la réglementation européenne. Les PIIEC font partie des **aides d'État autorisées dans l'UE** (article 107 du TFUE).

Pour bénéficier du dispositif, un projet doit **obligatoirement impliquer des acteurs** (entreprises, instituts de recherche, autorités de financement publiques, etc.) **provenant de plusieurs États membres**. Après une phase préliminaire d'appel à manifestation d'intérêt (AMI) menée au niveau des autorités nationales, la Commission se prononce sur l'octroi ou non du statut de PIIEC.

**Plusieurs PIIEC ayant trait à la transition énergétique ont d'ores et déjà été mis en œuvre.**

Par exemple, durant l'été 2022, la Commission a validé le statut de PIIEC du projet *IPCEI Hy2Tech*, rassemblant 35 entreprises européennes<sup>259</sup> de la filière hydrogène, leur permettant

<sup>259</sup> Le projet IPCEI Hy2Tech rassemble aussi bien de grandes sociétés européennes (le français Alstom, le danois Ørsted, l'italien Enel, l'allemand Bosch, etc.) que de petites et moyennes entreprises.

de décrocher jusqu'à 5,4 milliards d'euros de subventions étatiques. **L'Alliance européenne des batteries, quant à elle, a bénéficié de deux PIIEC** : le premier, lancé en 2019, avec 16 sociétés réunies au sein d'un consortium<sup>260</sup> pour sept États membres, permit le déblocage de huit milliards d'euros d'aides publiques ; le second, lancé en 2021, rassembla une cinquantaine de sociétés issues de 12 États membres, pour un montant total de subventions atteignant quelques 12 milliards d'euros. **Ces PIIEC font partie des chevilles ouvrières de la politique industrielle de l'Union** : grâce à eux, l'Alliance européenne des batteries, que nous évoquions à l'instant, est parvenue à s'établir comme une réussite pionnière de l'industrie européenne.

## 2.2) – Le succès d'un projet pilote : l'Alliance européenne des batteries

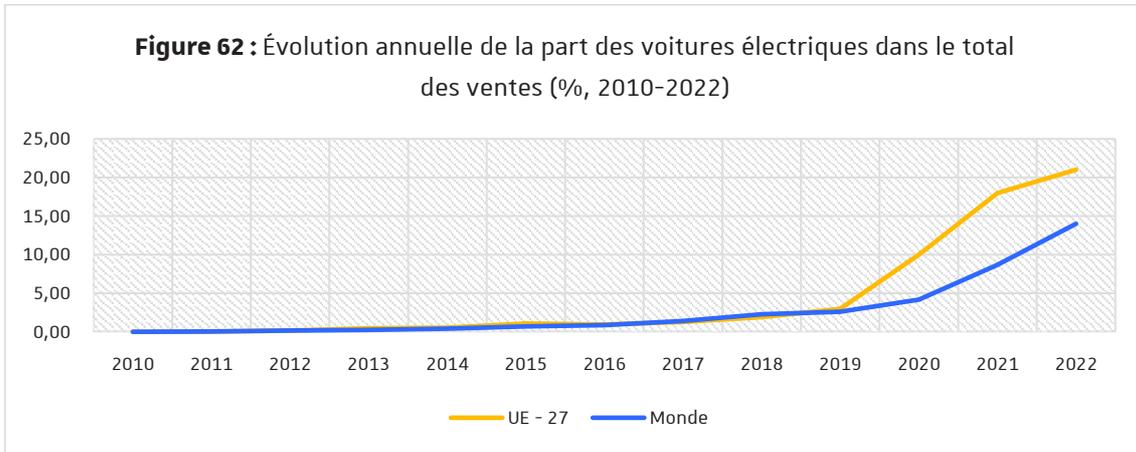
Lancée en 2017 par Bruno Le Maire, Peter Altmaier et Maros Šefčovic, respectivement ministres français et allemand de l'Économie et Commissaire européen à l'Énergie d'alors, **l'AEB est le premier véritable exemple de politique industrielle européenne**. Dans un contexte d'essor de la mobilité électrique (cf. figure 62) – alors que l'Union a décidé d'interdire la vente de véhicules thermiques neufs d'ici 2035 – **l'AEB fut conçue dans l'objectif de satisfaire la demande intérieure croissante de batteries pour véhicules électriques, et de réduire sa dépendance vis-à-vis de la Chine**. Alors qu'en 2017, l'Union était pratiquement inexistante dans les capacités mondiales de production des batteries, d'ici 2025, elle ambitionne de subvenir à 70 % de ses besoins, pour atteindre 90 % en 2030.

Pour atteindre ces objectifs, **les États membres à l'origine du projet, soutenus par la Commission, ont multiplié les projets industriels** : une vingtaine de « méga-usines » (ou *gigafactories*) sont en cours de déploiement, certaines dans des territoires autrefois victimes de la désindustrialisation, comme les Hauts-de-France. Ces projets ont pu bénéficier des subventions publiques rendues possibles par les deux PIIEC évoqués précédemment. Le deuxième, lancé en 2021, est plus ambitieux que son prédécesseur : outre la simple production

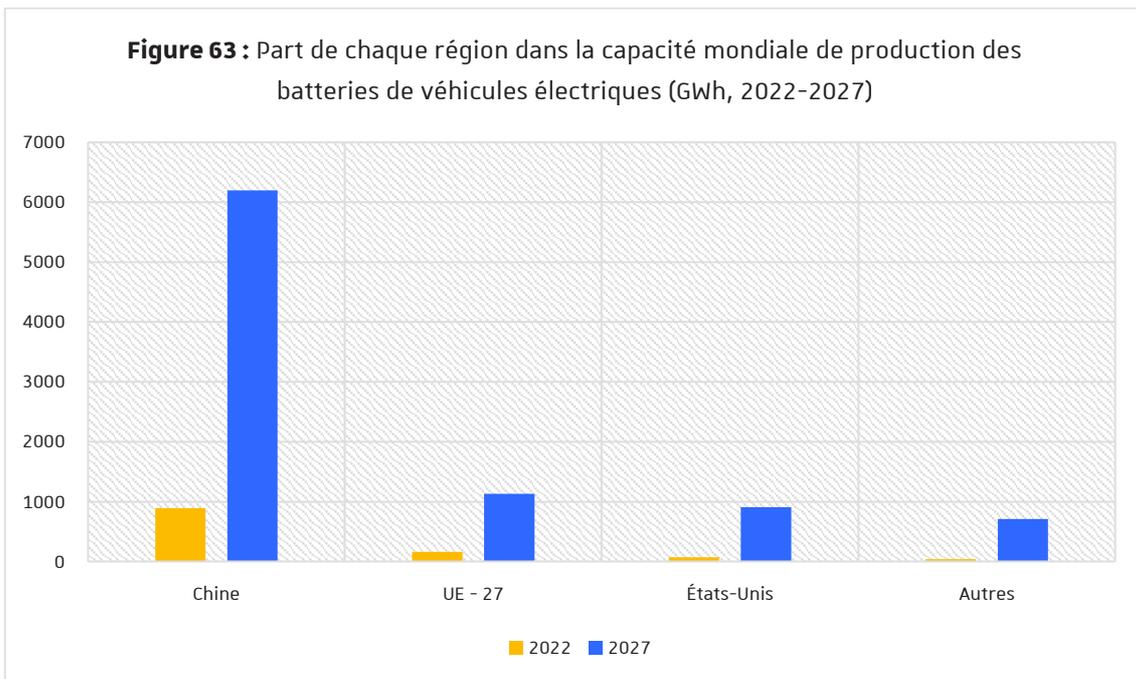
---

<sup>260</sup> ACC, Solvay, BASF, BMW, Elemental, Endurance, Enel X, FIB S.p.A. (FAAM), Fortum Waste Solution Oy, Flash Battery (Kaitek), Keliber Oy, Nanocyl, SEEL (Swedish Electric Transport Laboratory), Terrafame Oy, Umicore, Varta.

de batteries, il cherche à faire émerger un véritable écosystème sur l'ensemble de la chaîne de valeur, du raffinage des métaux au recyclage des batteries usagées.



Source des données : Agence internationale de l'énergie



Source des données : BloombergNEF

**LÉGENDE**

Les données pour 2027 sont une estimation de BloombergNEF, calculée selon les projets industriels en cours et à venir, et la disponibilité des métaux utilisés pour la production de batteries.

Toutefois, le succès de l'AEB n'était pas garanti à l'avance : les pays scandinaves, traditionnellement attachés au libre fonctionnement du marché et soucieux de l'état de leurs

finances publiques, n'étaient pas les plus enclins à participer au projet. Par ailleurs, certains pays d'Europe centrale et orientale, à l'image de la Hongrie, espéraient accueillir des usines de producteurs asiatiques – principalement chinois – sur leur sol. Les efforts diplomatiques du couple franco-allemand ont achevé de convaincre leurs partenaires, **permettant à l'AEI d'organiser une chaîne de valeur de la batterie européenne à l'échelle du continent**. Celle-ci s'appuie sur des pays producteurs de métaux rares (Suède, Finlande, Portugal), d'éléments chimiques nécessaires (Belgique, Pologne) et d'assembleurs en bout de chaîne (France, Allemagne, Suède, Italie, République tchèque, Hongrie).

Par ailleurs, **pour soutenir les efforts de reconversion professionnelle des travailleurs de la filière automobile**<sup>261</sup>, la Commission a financé le lancement de l'Académie européenne pour les batteries (à hauteur de 10 millions d'euros), visant à les former aux connaissances techniques nécessaires à la mobilité électrique. Grâce à cette académie, la France ambitionne de former 150 000 travailleurs, la Hongrie 40 000. En outre, sur le plan technologique, **l'Union concentre ses efforts de recherche sur les prochaines générations de batteries**, dites « solides » plus performantes que la technologie lithium-ion actuelle, et moins gourmande en métaux rares.

**Les mêmes ressources qui constituent le principal défi de la filière européenne** : comme nous le détaillons dans le deuxième chapitre, les métaux de la transition énergétique sont produits dans un nombre restreint d'États, la Chine étant parvenue à dominer les activités d'extraction de minerai et de raffinage. Sans maîtrise de cet aspect critique de la chaîne de valeur, la souveraineté européenne ne sera pas assurée : nous reviendrons dans les pages suivantes sur les leviers d'action mobilisables à cet effet par l'Union.

---

<sup>261</sup> Rappelons que l'automobile est une des principales filières industrielles européennes, représentant près de 13 millions de salariés.

### 3) – Face à la concurrence internationale, la fin des attermoissements européens ?

#### 3.1) – Les prémices d'un arsenal législatif communautaire en défense des actifs stratégiques

Nous l'évoquons dans notre propos introductif : par l'application trop stricte de ses propres règles de concurrence, tout en garantissant l'accès à son marché intérieur à des concurrents étrangers soutenus par leurs gouvernements, l'Union s'est longtemps vu affublée de l'accusation d'être « naïve » dans la mondialisation. Dernier symbole en date de cette piteuse image : la décision du gouvernement néerlandais du 8 mars dernier, visant à contraindre les exportations et transferts de technologies de l'entreprise ASML – leader mondial des semi-conducteurs, l'actif stratégique par excellence<sup>262</sup> – à destination de la Chine, pour bloquer la progression technologique de celle-ci, **une décision imposée sous la pression de... Washington, et non de Bruxelles.**

Or, les menaces d'investissements étrangers prédateurs sur l'Europe de l'Énergie ne manquent pas, notamment venant de Chine (cf. chapitre 2). Si l'Union cherche à garantir sa souveraineté énergétique, elle ne peut ignorer les velléités étrangères d'acquisition de ses technologies : le développement d'un arsenal législatif permettant la défense des actifs européens est *de facto* indispensable.

Des premiers pas ont été franchis en ce sens, grâce au règlement 2019/452<sup>263</sup> adopté en mars 2019, visant à apporter un cadre commun au filtrage des IDE. Il autorise les États membres, en coopération avec la Commission pouvant soumettre des avis, à instaurer des mécanismes de filtrage des IDE, selon des critères relatifs à la sécurité et au maintien de l'ordre public. Ces critères englobent la question des infrastructures critiques, incluant celles énergétiques ; également celle des technologies critiques (stockage de l'énergie) et des approvisionnements essentiels, dont les importations d'énergie. De tels mécanismes permettent aux Vingt-Sept d'exercer un certain droit de regard sur les investisseurs étrangers. Si un mécanisme de filtrage

---

<sup>262</sup> Nous reviendrons sur le cas d'ASML dans la partie suivante consacrée aux semi-conducteurs. La société néerlandaise dispose d'un monopole mondial sur la fabrication et la commercialisation des machines de lithographie rayonnement ultraviolet extrême (EUV), indispensables à la production des dernières générations de semi-conducteurs, pouvant être utilisés dans la production (entre autres) de matériel militaire avancé.

<sup>263</sup> Règlement (UE) 2019/452 du Parlement européen et du Conseil du 19 mars 2019 établissant un cadre pour le filtrage des investissements directs étrangers dans l'Union européenne.

des IDE avait été décidé plus tôt, nous pourrions imaginer qu'il aurait pu contrecarrer la tentative de SGCC (*State Grid Corporation of China*) d'acquérir le gestionnaire de réseau allemand d'électricité 50Hertz en 2018, contre laquelle Berlin n'a eu d'autre solution que de faire un tour de passe-passe au travers de sa banque publique d'investissement. Toutefois, l'absence de réaction du gouvernement portugais face à l'offre publique d'achat (OPA) menée par CTG (*China Three Gorges*) sur EDP (*Energias de Portugal*) en 2019 – avortée depuis – nous rappelle que pour qu'un dispositif de filtrage puisse fonctionner, encore faut-il que la puissance publique ait conscience du danger... **Or, comme nous l'évoquions, les Européens sont divisés sur l'attitude à adopter vis-à-vis des incursions chinoises sur leurs marchés.** Cette faiblesse est d'autant plus criante que **le règlement 2019/452 n'a pas harmonisé pas les systèmes de filtrage nationaux des IDE** : chaque État membre reste libre de ses politiques en la matière. En résumé, pour combattre l'incendie, encore faudrait-il que les Vingt-Sept reconnaissent qu'il y a le feu... Par ailleurs, la proximité de certains États membres avec la Chine<sup>264</sup> ne laisse pas présumer qu'ils seraient prêts à se saisir de cet outil.

Sur une note plus positive, **l'adoption de l'Instrument relatif aux marchés publics internationaux**<sup>265</sup> (IMPI), entré en vigueur dans le mois d'août 2022 – après une décennie de négociations – permet de garantir une plus grande réciprocité vis-à-vis des pays tiers pour l'accès aux marchés publics, contribuant à effacer l'image de « naïveté » accolée à l'Union.

---

<sup>264</sup> Outre la Hongrie de Viktor Orbán, on peut citer les cas de la Grèce et de l'Italie, deux États membres liés aux « Nouvelles Routes de la Soie » (rappelons que la Chine possède d'ores et déjà le port du Pirée, près d'Athènes).

<sup>265</sup> **Règlement (UE) 2022/1031** du Parlement européen et du Conseil du 23 juin 2022 concernant l'accès des opérateurs économiques, des biens et des services des pays tiers aux marchés publics et aux concessions de l'Union et établissant des procédures visant à faciliter les négociations relatives à l'accès des opérateurs économiques, des biens et des services originaires de l'Union aux marchés publics et aux concessions des pays tiers.

### 3.2) – La bataille des technologies propres : *Inflation Reduction Act* américain contre *Net Zero Industry Act* européen

« *L'une des lois les plus importantes de l'histoire de notre pays [...] Nous allons prendre les mesures les plus fortes jamais adoptées dans le monde entier pour faire face à la crise climatique et accroître notre sécurité énergétique* »<sup>266</sup>. Tels furent les propos du Président américain Joe Biden en date du 13 septembre dernier, au sujet de l'*Inflation Reduction Act* (IRA), promulgué un mois plus tôt. Cette loi « fourre-tout » pensée pour réduire l'inflation galopante aux États-Unis<sup>267</sup>, dans la tradition du *New Deal* des années 1930, **comprend des investissements massifs de l'État fédéral américain dans plusieurs programmes (infrastructures, protection sociale, etc.), notamment en soutien de la transition énergétique américaine.**

À cette fin, l'IRA a prévu environ 270 milliards de dollars d'investissements<sup>268</sup>, dans l'objectif de réduire les émissions américaines de gaz à effet de serre d'environ 50 % d'ici à 2030, par rapport à 2005. L'industrie et les ménages américains sont les premiers bénéficiaires de ces mesures, par la multiplication des subventions et autres crédits d'impôt destinés aux technologies de la transition (achat de véhicules électriques *Made in USA*, développement de filières des énergies renouvelables, etc.).

**Deux secteurs sont particulièrement favorisés par le plan américain : les métaux critiques ainsi que l'énergie nucléaire.** Pour le premier, des dispositions ont été incluses dans l'IRA afin de sécuriser les approvisionnements étrangers. Au sujet de l'atome, sa contribution à la lutte contre le dérèglement climatique – par ses émissions quasi-nulles – est reconnue, avec la création d'un crédit d'impôt visant à protéger la compétitivité des centrales existantes<sup>269</sup>. Une

---

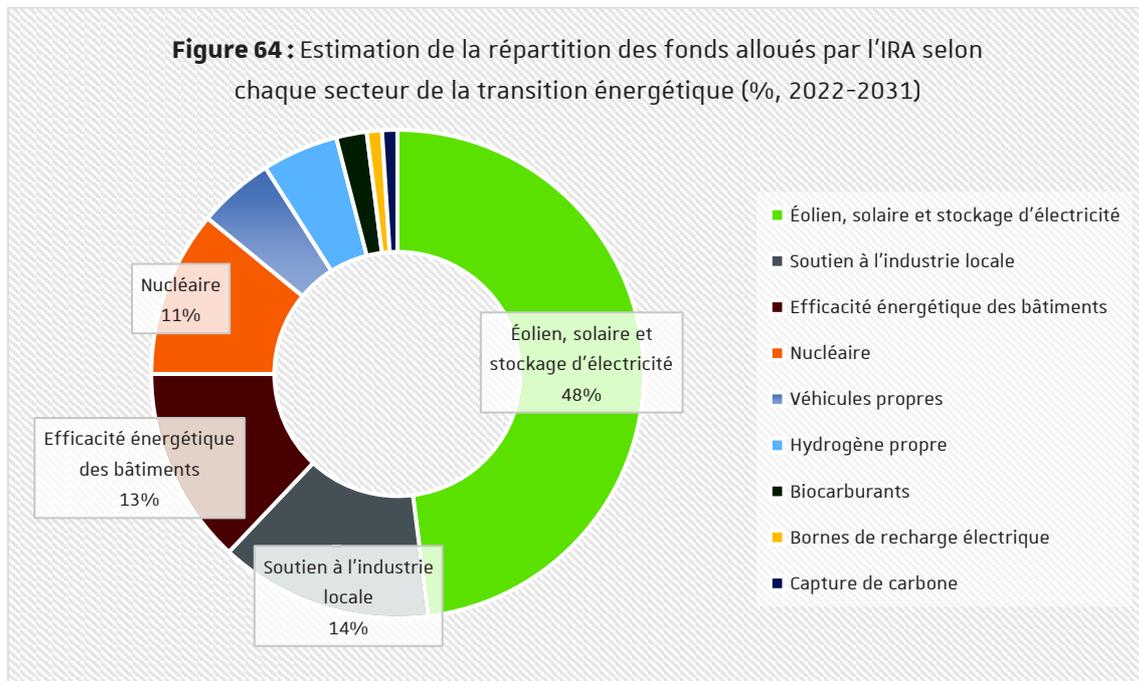
<sup>266</sup> "Exactly four weeks ago today, I signed the Inflation Reduction Act into law, the single most important legislation passed in the [this] Congress to combat inflation and one of the most significant laws in our nation's history, in my view. [...] And we are going to take the most aggressive action ever, ever, ever to confront the climate crisis and increase our energy security – ever in the whole world.", *intervention de Joe Biden à la Maison Blanche, 13/09/2022.*

<sup>267</sup> Dont le pic s'établissait à 9,1 % en juin 2022.

<sup>268</sup> Pour rappel, sur les 369 milliards de dollars alloués au volet « Énergie/Climat » de l'IRA, 270 iront directement au financement de la transition, tandis que la somme restante contribuera aux efforts de sécurité énergétique.

<sup>269</sup> Ce crédit d'impôt vise à conforter le prix de l'électricité produite à partir des centrales nucléaires, pour un montant maximum de 15\$/MWh produit.

revanche, quand la révolution du schiste, au début des années 2000, avait poussé à la fermeture certaines centrales par manque de rentabilité...



Source des données : BloombergNEF, Agence d'information sur l'énergie (EIA), Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA)

**LÉGENDE**

La répartition des fonds s'appuie sur la base des 270 milliards de dollars directement attribués au financement de la transition énergétique américaine, sur la période 2022-2031.

À Bruxelles comme dans les 26 autres capitales des États membres, le plan de Joe Biden ne fut pas reçu avec grand enthousiasme. C'est même un euphémisme : les subventions américaines ont rapidement éveillé les craintes d'une vague de délocalisations en Europe, au profit des États-Unis. La décision de l'allemand Volkswagen, annoncée début mars 2023, de lancer la construction d'une usine de batteries pour véhicules électriques au Canada – au détriment de l'Europe centrale jusque-là privilégiée, et de l'AEB – pour bénéficier des subventions américaines<sup>270</sup> sonna comme un avertissement.

<sup>270</sup> Pour satisfaire ses partenaires commerciaux canadiens et mexicains, l'administration américaine a étendu la possibilité de bénéficier des subventions fédérales aux deux pays voisins, pour l'industrie automobile.

**Rapidement, dès la fin de l'année 2022, les Européens ont tenté d'adopter une réponse commune à l'IRA.** Dans la continuité de la visite d'État d'Emmanuel Macron aux États-Unis (décembre 2022), quelques semaines plus tard, les ministres français et allemand de l'Économie Bruno le Maire et Robert Habeck se sont rendus à Washington, dans l'espoir de négocier pour l'Union des clauses dérogatoires protégeant l'industrie européenne : sans réellement trouver d'écho favorable.

La véritable réponse européenne à l'IRA a été annoncée par la Présidente de la Commission Ursula Von der Leyen, lors du forum économique mondial de Davos (janvier 2023), avant d'être présentée le 16 mars dernier, sous la forme du *Net-Zero Industry Act* (NZIA). **Ce plan vise à faciliter la mise en œuvre des nombreuses échéances fixées par l'UE à horizon 2030 :** réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre, 20 % de la consommation européenne de semi-conducteurs et 10 % de la consommation européenne de terres rares produites localement, 40 % des besoins en technologies propres couverts, etc. **Le NZIA s'inscrit dans une stratégie industrielle globale,** aux côtés d'un *European Chips Act* (ECA) et d'un *Critical Raw Materials Act* (CRMA), conçus respectivement pour renforcer la filière européenne de semiconducteurs et sécuriser les approvisionnements en ressources stratégiques.

**Concrètement, la Commission a proposé plusieurs pistes de réflexion au sein du NZIA :** assouplissement des aides d'État, multiplication des crédits d'impôt, simplification des procédures administratives, accélération des octrois de permis pour l'installation des sites industriels, identification de projets stratégiques dans des secteurs spécifiques<sup>271</sup>, etc. La mesure phare est la **constitution d'un « fonds de souveraineté européen »** visant à soutenir directement les projets industriels les plus sensibles, ainsi que la recherche.

**Cependant, à plusieurs égards, le plan européen suscite des crispations.** Premièrement, **au sein même de la Commission,** sur le degré d'interventionnisme à adopter et la compatibilité du NZIA avec le droit de la concurrence : des tensions cristallisées par les positions de Margrethe Vestager, la commissaire à la concurrence, et de Thierry Breton, le commissaire au

---

<sup>271</sup> Parmi lesquels on trouve les panneaux photovoltaïques, l'éolien, les batteries, les pompes à chaleur, les électrolyseurs pour la production d'hydrogène, les biogaz, le captage et stockage du carbone, et les technologies innovantes sur les réseaux de transport d'énergie.

marché intérieur. Par ailleurs, **les Vingt-Sept sont divisés sur les mesures concrètes à mettre en œuvre** : si la France défend, aux côtés de l'Allemagne, un assouplissement des aides d'État, plusieurs États régulièrement qualifiés de « frugaux » s'y opposent (Danemark, Suède, Pays-Bas, etc.). L'idée d'un fonds européen de souveraineté est également critiquée à l'Est, notamment par le gouvernement tchèque.

**Enfin, un point précis empoisonne les négociations : la place de l'énergie nucléaire au sein du NZIA.** Comme nous l'évoquions avec l'adoption de la taxonomie, l'atome est un sujet clivant en Europe : certains États membres, l'Autriche, l'Allemagne et le Luxembourg en tête, sont fondamentalement opposés à tout soutien communautaire à cette énergie. Tandis que la France, aidée des États d'Europe centrale et orientale, a mené des efforts de lobbying intenses pour que les technologies nucléaires bénéficient des mesures du plan européen, à l'image de leur soutien dans l'IRA. Craignant un retour des âpres débats de la taxonomie, la Commission a présenté une solution de compromis : seules les technologies innovantes, comme les *Small Modular Reactors* (SMR), devraient être reconnues comme des « technologies nette zéro de second rang », leur accordant un soutien limité. A contrario, les investissements dans la prolongation des centrales nucléaires existantes, par exemple, seraient exclus du dispositif. En résumé, une solution de compromis risquant de ne satisfaire personne...

## **B) – Renforcer la maîtrise européenne des éléments critiques dans les chaînes de valeur de la transition énergétique**

### **1) – Pour les semi-conducteurs**

S'il fallait retenir un élément positif des ruptures d'approvisionnement provoquées par la pandémie de Covid-19, il s'agirait de la (re)découverte par le grand public des composants industriels omniprésents dans notre quotidien, aussi infimes soient-ils. **Quel meilleur exemple que celui des semi-conducteurs ?** Également appelée circuits intégrés, ou microprocesseurs, il s'agit de la base technologique indispensable de la microélectronique<sup>272</sup>.

---

<sup>272</sup> On dénombre deux catégories de semi-conducteurs : les puces analogiques et numériques (ces dernières incluant les processeurs, la mémoire, etc.).

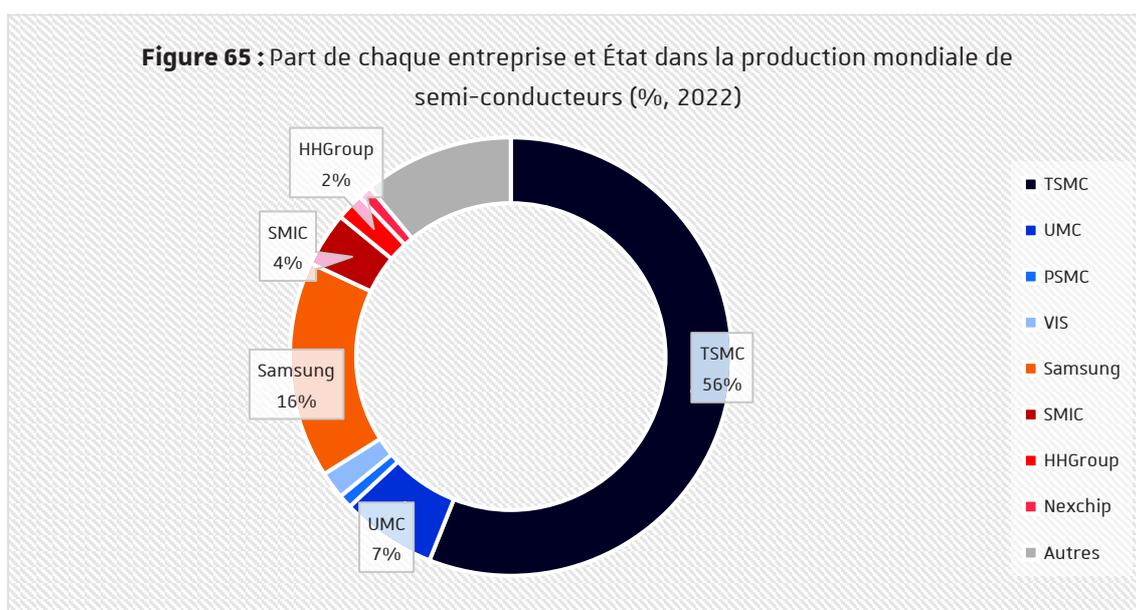
Ils permettent la circulation de l'électricité dans un composant électronique, et sont indispensables aux appareils électroniques du quotidien (smartphones, ordinateurs, Internet des objets...) ainsi qu'aux équipements de la transition énergétique (compteurs, réseaux intelligents, etc.).

**Depuis les années 1970, les semi-conducteurs profitent d'un développement technologique fulgurant** : tous les 18 mois, les industriels parviennent à doubler le nombre de transistors (dispositif permettant de contrôler les tensions des courants électriques) à coût constant, en réduisant la distance les séparant, comme l'avait prédit Gordon E. Moore, l'un des trois fondateurs d'Intel. Dorénavant, les sociétés à la pointe – notamment le géant taïwanais TSMC (*Taiwan Semiconductor Manufacturing Company*) – produisent des puces utilisant des technologies à... cinq nanomètres.

Cependant, alors que la demande mondiale pour ces puces toujours plus puissantes est croissante, la pandémie de Covid-19 et les confinements successifs (synonymes d'usines fermées), ont complètement désorganisé les circuits de production et de distribution, provoquant des ruptures d'approvisionnement pour plusieurs industries dépendantes (automobile, électroménager, etc.). Révélant par la même occasion, pour les Européens, une autre dépendance ayant trait à la transition énergétique.

L'UE occupe une position de second rang – pour ne pas dire marginale – dans l'organisation de la chaîne de valeur des semi-conducteurs à l'échelle globale. Cette chaîne repose sur cinq étapes : la recherche et développement, la conception de la puce, la fabrication, l'assemblage au sein d'un produit électronique final, et son utilisation. Certaines sociétés de la filière maîtrisent l'ensemble des aspects (*Integrated Device Manufacturers*), à l'image de l'américain Intel ou du sud-coréen Samsung. À l'inverse, d'autres sont spécialisées sur une étape précise : c'est le cas des américains Nvidia et Qualcomm, à la pointe de la recherche et développement (*fables*), ou encore du taïwanais TSMC pour la production. Cette division de la chaîne de valeur entre des sites de production interdépendants éloignés géographiquement a aggravé la situation de pénurie depuis 2021.

Pour s'en prémunir, les États-Unis et la Chine ambitionnent d'acquiescer leur indépendance stratégique sur cette technologie. Si les Américains sont bien positionnés dans la partie amont de la chaîne (recherche et développement, conception), leurs capacités de production ont été délocalisées au profit de l'Asie-Pacifique depuis les années 1970. Taïwan a été la principale destination de ces IDE : Morris Chang, ingénieur formé aux États-Unis ayant travaillé 25 ans pour Texas Instruments, supervisa la naissance de TSMC avec le soutien du gouvernement taïwanais, en 1987. Quatre décennies plus tard, en 2022, TSMC représentait 56 % des parts mondiales de marché pour l'activité de fonderie des semi-conducteurs, devant Samsung (16 %) et une autre société taïwanaise, UMC (*United Microelectronics Corporation*, 7 %). L'Europe, quant à elle, est totalement absente du classement établi par le cabinet taïwanais Trendforce pour les activités de fonderie.



Source des données : Trendforce

#### LÉGENDE

Les données correspondent à la production mondiale de semi-conducteurs (activités de fonderie) et ne prennent pas en compte les autres étapes de la chaîne de valeur (recherche et développement, etc.). Les entreprises en **bleu** sont taïwanaises, les **rouges** chinoises, et **Samsung**, pour la Corée du Sud, en **orange**.

L'attractivité de Taïwan s'explique par plusieurs raisons, profitant notamment d'une électricité abondante grâce au charbon, indispensable pour une industrie aussi électro-

intensive. Par ailleurs, la **position géographique de l'île**, située à proximité des usines asiatiques produisant les biens manufacturés à base de semi-conducteurs, a facilité le développement de la filière.

**Face à la menace chinoise, Taïwan et les États-Unis entretiennent des rapports privilégiés, facilitée par une véritable « diplomatie du semi-conducteur »** : en témoignent la visite de l'ancienne *Speaker* de la Chambre des représentants américaine Nancy Pelosi en août 2022 sur l'île, ou encore l'annonce par TSMC d'investissements dans les fonderies en Arizona, pour un montant titanesque de 40 milliards de dollars ! Pour achever de renforcer la mainmise américaine sur cette technologie, l'administration Biden a fait adopter un *Chips and Science Act* en juillet 2022, comprenant 50 milliards de dollars de subventions et autres crédits d'impôt afin de soutenir la recherche.

**Washington s'emploie également à ralentir l'émergence de la Chine sur le marché des semi-conducteurs** : symbole de ce *containment* électronique, la pression exercée sur la Haye pour restreindre les exportations du néerlandais ASML, évoquée précédemment. Toutefois, la Chine a annoncé en 2019 un plan consacrant 29 milliards de dollars pour soutenir sa filière, et rattrape progressivement son retard sur ses concurrents, de la même manière que pour d'autres technologies.

« *L'Europe ? Quel numéro de téléphone ?* » ironisait l'ancien Secrétaire d'État américain Henry Kissinger (1973-1977) au sujet de l'incapacité des Européens à peser sur la scène internationale. **Difficile de trouver une autre industrie que celle des semi-conducteurs sur laquelle le Vieux Continent occupe une position aussi marginale**. Certes, l'Union compte des fabricants spécialisés dans les puces analogiques (STMicroelectronics, NXP, Infineon Technologies) permettant de répondre aux besoins immédiats des principales industries européennes (automobile, robotique, électroménager). En outre, elle peut se targuer, avec ASML, de compter un actif (ultra)stratégique. Toutefois, consciente de sa vulnérabilité, la Commission a proposé un paquet législatif sur les semi-conducteurs, intitulé *European Chips Act*, visant à doubler la part de l'UE dans la production mondiale d'ici 2030 (20 % contre 10 %

actuellement). Concrètement, le texte soutient l'installation d'usines de semi-conducteurs en Europe : en juillet dernier, le Président Macron annonçait la construction d'une première usine en France, grâce au partenariat entre le franco-italien STMicroelectronics et l'américain GlobalFoundries. On peut néanmoins regretter le manque d'ambition de l'Union : l'European Chips Act ne porte pas de révolution en soi, **prévoyant seulement un assouplissement des règles européennes de concurrence... que les autres acteurs (États-Unis, Chine, Taïwan, etc.) ne s'imposent pas.**

## 2) – Pour les matières premières critiques

### 2.1) – La genèse d'une stratégie européenne

« Pas de batteries sans lithium, pas d'éoliennes sans terres rares, pas de munitions sans tungstène » rappelait Thierry Breton, le commissaire européen au marché intérieur, lors de la présentation du NZIA, en mars dernier. Confrontée à des **risques de pénuries sur certains métaux essentiels**<sup>273</sup> à sa transition énergétique et numérique, l'Union s'est engagée dans une stratégie visant à garantir ses approvisionnements.

Depuis 2011, la Commission établit une liste de métaux critiques, renouvelée tous les trois ans : la dernière version, actualisée en mars 2023, a servi à l'élaboration du *Critical Raw Materials Act* (CRMA). Une méthode commune avec les États-Unis : en février 2022, l'Institut américain de veille géologique (*U.S. Geological Survey*) publiait sa dernière liste, comprenant 50 métaux critiques.

**Figure 66 :** Liste des métaux critiques établie par la Commission européenne (mars 2023)

|                   |           |                                 |                  |
|-------------------|-----------|---------------------------------|------------------|
| Aluminium/Bauxite | Antimoine | Arsenic                         | Baryte           |
| Béryllium         | Bismuth   | Bore/Borate                     | Charbon à coke   |
| Cobalt            | Cuivre    | Éléments lourds de terres rares | Feldspath        |
| Fluorure          | Gallium   | Germanium                       | Graphite naturel |

<sup>273</sup> Le cuivre, indispensable aux technologies de transport et de stockage d'électricité, dont les principaux gisements sont en déclin depuis une trentaine d'années, étant le principal concerné. La situation du cobalt, principalement produit en République démocratique du Congo (RDC), est également tendue.

*Renforcer la maîtrise européenne des éléments critiques dans les chaînes de valeur de la transition énergétique*

|           |                             |                      |                |
|-----------|-----------------------------|----------------------|----------------|
| Hafnium   | Hélium                      | Lithium              | Magnésium      |
| Manganèse | Métaux du groupe du platine | Nickel               | Niobium        |
| Phosphore | Roche phosphatée            | Scandium             | Silicium métal |
| Strontium | Tantale                     | Terres rares légères | Titane métal   |
| Tungstène | Vanadium                    | Cuivre               | Nickel         |

Source des données : Commission européenne

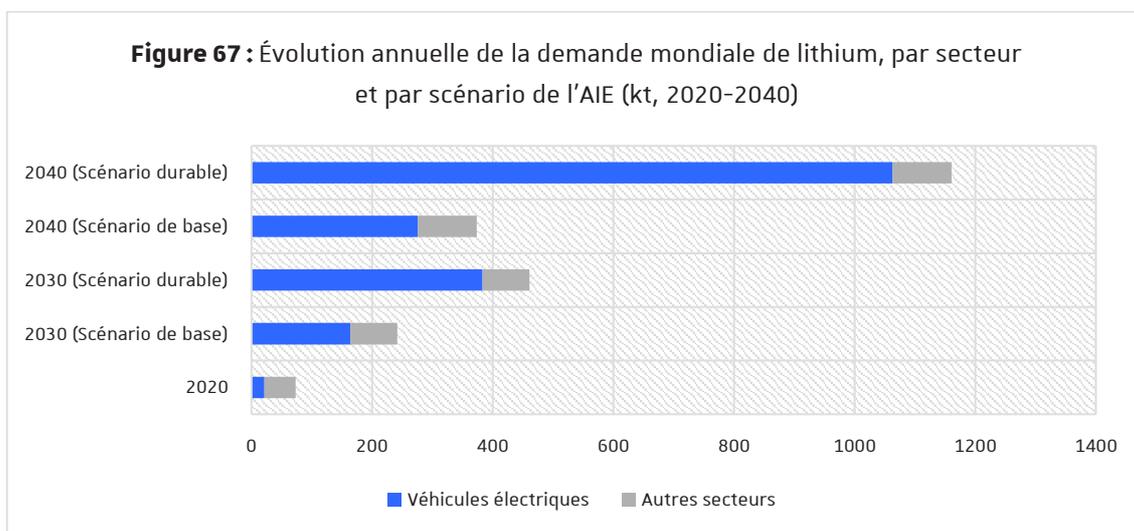
**LÉGENDE**

Le cuivre et le nickel occupent une place à part dans la liste européenne : ils n'atteignent pas les seuils fixés pour être reconnus comme « métaux critiques », mais ont néanmoins été inclus dans le projet de CRMA.

Le *Critical Raw Materials Act*, annoncé en septembre dernier par la Présidente de la Commission, ambitionne de réduire la dépendance européenne vis-à-vis des importations étrangères. Concrètement, le texte mentionne un soutien direct – au travers de subventions étatiques ou du fonds de souveraineté européen – aux projets d'extraction, de raffinage, et de recyclage de métaux. La Commission a également suggéré d'établir des stocks stratégiques de certains métaux particulièrement en tension, ainsi que la possibilité d'acheter les précieuses ressources en commun, à l'image de la plateforme mise en œuvre utilisé pour les achats communs de GNL. À terme, grâce au CRMA, l'Union ambitionne d'ici 2030 de subvenir à 10 % de sa consommation par ses propres ressources, en plus des 15 % apportés par le recyclage. Elle compte également développer les activités de raffinage sur son sol, en fixant un horizon ambitieux de 40 % de métaux consommés raffinés en Europe d'ici 2030.

Cette stratégie européenne en gestation a pu s'inspirer de ses équivalents nationaux, poussés par certains États membres : en France, la remise du rapport Varin – du nom de l'ancien PDG du groupe Peugeot-Citroën et d'Orano – sur la « sécurisation de l'approvisionnement en matières premières minérales », en janvier 2022, fut déterminante dans la mise en œuvre d'une stratégie française puis européenne. L'une des principales conséquences du rapport fut la création, en novembre dernier, d'un Observatoire français des ressources minérales, visant à sécuriser les approvisionnements en métaux critiques (lithium,

nickel, cobalt, etc.) dont la demande mondiale augmentera fortement dans les prochaines années.



Source des données : Agence internationale de l'énergie

Par ailleurs, l'annonce en mai 2023 d'un fonds d'investissement français dans les métaux stratégiques, financé par l'État et les industriels à hauteur de deux milliards d'euros, s'inscrit dans la lignée du rapport Varin. **Parmi les autres États membres, l'Allemagne a présenté en janvier dernier sa stratégie pour les matières premières critiques.** Outre le développement du recyclage et la réouverture de mines sur le sol allemand, Berlin aspire à développer des partenariats stratégiques avec l'Australie, le Canada ou encore le Chili.

## 2.2) – Pistes pour s'affranchir de la mainmise chinoise à court-terme

Si la Chine est parvenue à acquérir une domination quasi-exclusive sur les activités d'extraction et de raffinage des métaux (cf. chapitre 2), les Européens conservent des options à leur disposition pour réduire le poids de cette dépendance à court-terme. La première d'entre-elles étant le **développement des activités de recyclage, couplées à une certaine sobriété dans l'utilisation des ressources.** Le recyclage, par la réduction de la demande intérieure et des volumes importés, est bénéfique pour la souveraineté européenne, le portefeuille des consommateurs ainsi que l'environnement, étant donné que la plupart des minerais sont extraits puis raffinés dans une majorité de pays n'ayant pas les mêmes

règlementations relatives à la pollution que celles en vigueur dans l'Union. Cependant, pour garantir le succès des efforts de recyclage, **il est préférable de favoriser les « circuits courts » des métaux**, en installant des sites de recyclage à proximité des lieux de consommation, tout en sensibilisant la population. Si le recyclage peut constituer l'un des piliers de la stratégie européenne, il serait toutefois illusoire d'en faire une solution miracle : **la filière de recyclage émerge à peine, et se heurte déjà à plusieurs difficultés**. Par exemple, la miniaturisation des équipements électroniques<sup>274</sup> complique la récupération des métaux rares, présents en infimes quantités, incitant les industriels à se tourner vers de nouvelles importations, plus rentables que le recyclage. En outre, mêmes les objets les plus volumineux, comme les batteries de véhicules électriques, posent problème : les premières d'entre-elles arrivant en fin de vie, produites au début des années 2000, n'ont pas été conçues pour être recyclées, complexifiant leur démontage. Il est par conséquent **indispensable de standardiser les équipements, pour faciliter l'émergence d'une filière européenne de recyclage**.

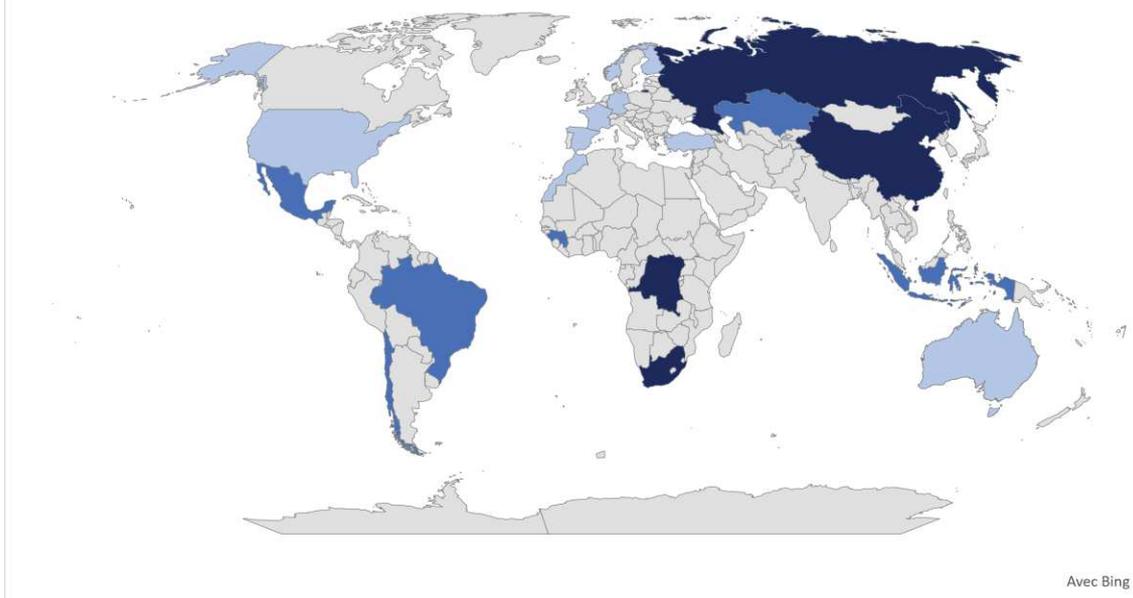
Le développement du recyclage aurait vocation à être complété par des efforts de sobriété dans l'usage des métaux, à l'image de ceux demandés à la population vis-à-vis de la consommation énergétique. L'extraction des minerais étant une activité très consommatrice d'eau – un enjeu d'autant plus problématique dans les régions soumises à un fort stress hydrique – il est souhaitable de **limiter autant que possible la production de nouvelles ressources**, en faisant preuve de sobriété. Concrètement, en parallèle du recyclage, l'Union pourrait interdire les équipements jetables, légiférer davantage sur l'obsolescence programmée, ou s'inspirer des campagnes de communication déployées durant l'année 2022 pour inciter à la sobriété énergétique.

Un troisième axe de réflexion porterait sur la **définition d'une véritable « diplomatie des métaux »** appelée de ses vœux par le rapport Varin. Celle-ci aurait vocation à nouer des rapports privilégiés avec les principaux États producteurs de matières premières critiques.

---

<sup>274</sup> Par exemple, les terres rares ainsi que certains métaux (gallium, indium) présents dans les ampoules LED sont particulièrement difficiles à récupérer. D'autres objets comme les smartphones ou encore les montres connectées suscitent des difficultés analogues.

**Figure 68 :** Part de chaque État dans les importations européennes de matières premières critiques selon le niveau de criticité (% , 2020)



Source des données : Commission européenne

| État                             | Part dans les importations européennes en 2020 (%)  |
|----------------------------------|---|
| Afrique du Sud                   | Iridium (92 %), platine (71 %), rhodium (80 %), ruthénium (93 %)  |
| Allemagne                        | Gallium (35 %)  |
| Australie                        | Charbon à coke (24 %)   |
| Brésil                           | Niobium (85 %)  |
| Chili                            | Lithium (78 %)  |
| Chine                            | Baryte (38 %), bismuth (49 %), magnésium (93 %), graphite naturel (47 %), scandium (66 %), titanium (45 %), tungstène (69 %), vanadium (39 %), éléments légers des terres rares (99 %) et lourds (98 %) |
| Espagne                          | Strontium (100 %)   |
| États-Unis                       | Béryllium (88 %)  |
| Finlande                         | Germanium (51 %)  |
| France                           | Hafnium (84 %) et indium (28 %)   |
| Guinée                           | Bauxite (64 %)  |
| Indonésie                        | Caoutchouc (31 %)   |
| Kazakhstan                       | Phosphore (71 %)  |
| Maroc                            | Roche de phosphate (24 %)   |
| Mexique                          | Fluorine (25 %)   |
| Norvège                          | Silicone (30 %)   |
| République démocratique du Congo | Cobalt (68 %), tantalum (36 %)  |

*Renforcer la maîtrise européenne des éléments critiques dans les chaînes de valeur de la transition énergétique*

|         |                                  |
|---------|----------------------------------|
| Russie  | Palladium (40 %)                 |
| Turquie | Antimoine (62 %), borates (98 %) |

**LÉGENDE**

Le « niveau de criticité » des producteurs de matières premières critiques a été établi par nos soins selon plusieurs critères : le nombre de métaux concernés (Chine, Afrique du Sud), les risques d'instabilité politique et l'importance particulière d'une ressource (RDC pour le cobalt, Chili pour le lithium), ou encore la situation géographique de l'État vis-à-vis de l'UE (Kazakhstan enclavé par la Russie).

Pour se rapprocher de ces producteurs, l'Union pourrait s'inspirer de la stratégie des IDE chinois, au travers de l'Alliance européenne des matières premières lancée en 2020, rassemblant les grandes entreprises européennes de la filière. Toutefois, déloger la Chine ne sera pas une tâche aisée. Quand Pékin investit dans certains pays tiers, les ressources minières ne sont pas le seul enjeu des négociations, la Chine cherchant à nouer par la même occasion des partenariats militaires, stratégiques, et économiques (Nouvelles Routes de la Soie, Chinafrique, etc.). En revanche, cette diplomatie peut permettre de renforcer les liens de l'Europe continentale avec les régions ultrapériphériques d'Outre-Mer, comme la Nouvelle-Calédonie, riche en nickel. Elle peut également contribuer à la formation de stocks de métaux stratégiques, dont la liste reste à définir. Néanmoins, le principal levier d'action semble être la réouverture de mines en Europe, pour exploiter les propres ressources du continent.

### 2.3) – Le retour inévitable des mines en Europe à moyen-terme

Pour faire face à la demande croissante de métaux critiques (cf. figure 67 pour le lithium) plusieurs projets miniers ont vu le jour sur le sol européen durant les dernières années. En France, plusieurs projets pilotes d'extraction de lithium, « l'or blanc », sont d'ores et déjà engagés : aussi bien en Alsace, à partir des saumures géothermales, que dans l'Allier<sup>275</sup>. Dans son rapport final<sup>276</sup>, la commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de

<sup>275</sup> Par exemple, dans le Bas-Rhin, le projet EuGeLi achevé en décembre 2021 est parvenu, pour la première fois en Europe, à produire du carbonate de lithium à partir d'eau géothermale. Dans l'Allier, la société Imerys mène le projet Emili, annoncé en octobre 2022, dans l'ambition de produire du lithium à compter de 2027-2028, pour équiper 700 000 véhicules par an.

<sup>276</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, ARMAND Antoine (rapporteur), *Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*, Paris, 30/03/2023, 490 p.

souveraineté et d'indépendance énergétique de la France » a suggéré la réalisation d'un **nouvel inventaire minier des sous-sols français**, le dernier remontant aux années 1970, à une époque où les technologies ne permettaient pas d'aller au-delà de 300 mètres de profondeur. En dehors de l'Hexagone, la société Keliber a prévu de construire une mine et une raffinerie de lithium dans le centre de la Finlande ; d'autres projets liés à l'or blanc doivent aboutir en République tchèque, ou encore en Autriche<sup>277</sup>. En Suède, la société minière publique LKAB a annoncé en janvier dernier la découverte du plus grand gisement européen de terres rares, dans la région de Kiruna, au nord du pays.

Toutefois, le retour des mines en Europe se heurte à **deux obstacles majeurs : la définition d'une exploitation « durable », respectueuse de l'environnement, et l'acceptabilité des populations locales**. Sur le premier point, la Suède, une nouvelle fois, peut constituer un modèle à suivre : le royaume scandinave est pionnier dans les réglementations environnementales, mais au point de générer un effet pervers : **la lenteur administrative des projets**. Un problème connu du gouvernement de Stockholm, qui compte sur les dispositions du *Critical Raw Materials Act* pour donner un coup d'accélérateur.

**Sur l'enjeu de l'acceptabilité des populations locales, seule une approche au cas par cas, pour chaque projet, semble réalisable**. Les mines et les énergies renouvelables ont un point commun : toutes deux sont sujettes au **phénomène NIMBY** (*Not In My BackYard*) : tout le monde souhaite posséder un véhicule propre alimenté par de l'électricité renouvelable, mais personne ne souhaite vivre à côté d'une mine de lithium, d'une usine de batteries, ou encore d'un champ éolien. En Serbie, après des semaines de manifestations, les habitants de la région de Jadar ont obtenu début 2022 du gouvernement de Belgrade la fin d'un projet de mine de lithium porté par l'anglo-australien Rio Tinto. Au Portugal, le britannique Savannah Resources, souhaitant ouvrir une mine de lithium au nord de Braga pour 2026, a pris les devants pour éviter des déboires similaires. Pour minimiser les externalités environnementales du projet, la mine sera alimentée en électricité d'origine renouvelable certifiée, et le minerai sera transporté à l'aide de camions électriques. Toutefois, la population

---

<sup>277</sup> En République tchèque, l'australien European Metals projette d'extraire du lithium dans les anciennes mines d'étain de Cínovec, au nord de Prague. Plus au sud, l'australien European Lithium mise sur la mine autrichienne de Wolfsberg.

locale a exprimé ses inquiétudes quant à la pollution des nappes phréatiques, dans un région en stress hydrique récurrent ; sans trouver pour le moment d'écho favorable à Lisbonne, favorable au projet, permettant de diversifier l'économie portugaise trop dépendante au tourisme.

## II) – Les énergies renouvelables au cœur de la transition

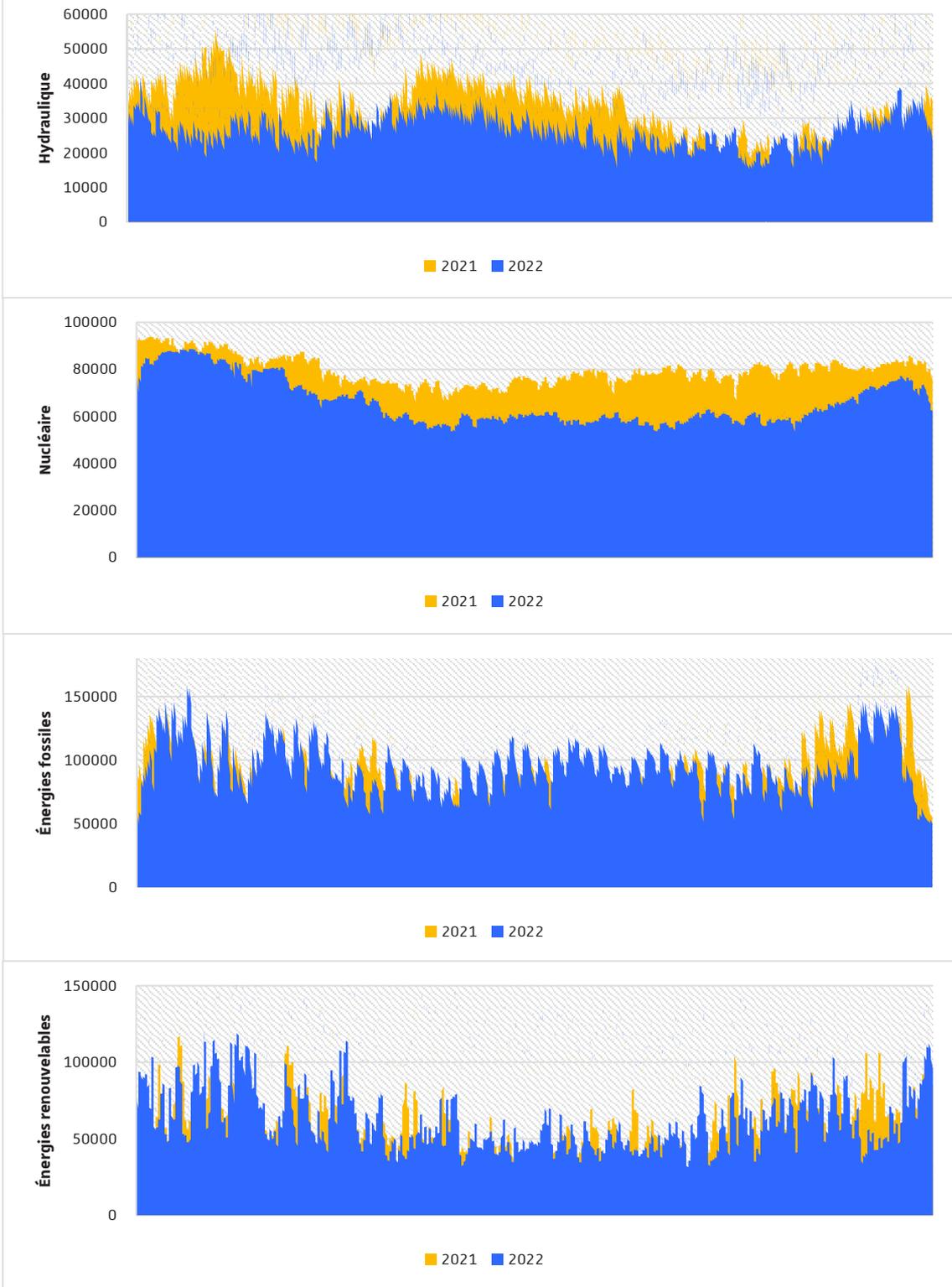
### A) – Une résilience éprouvée par la crise énergétique

Pour bâtir une Europe climatiquement neutre en 2050, **les énergies renouvelables apparaissent comme la solution plébiscitée par les citoyens européens et les gouvernements des États membres.** Un sentiment d'autant plus renforcé par les conséquences de l'invasion de l'Ukraine, et la rupture d'approvisionnement en combustibles fossiles russes : selon l'eurobaromètre standard de l'hiver 2022-2023<sup>278</sup>, 86 % des citoyens européens estiment que l'Union devrait soutenir la transition écologique en investissant massivement dans les énergies renouvelables (80 % pour la France). Durant la crise, **ces énergies ont montré leur résilience**, en maintenant leur niveau de production électrique d'avant-crise, sans toutefois parvenir à enrayer l'envolée des prix de l'électricité couplés à ceux du gaz (cf. chapitre 3), permettant de compenser partiellement les baisses de production des capacités nucléaires et hydrauliques.

---

<sup>278</sup> Eurobaromètre standard n°98, février 2023.

**Figure 69 :** Évolution de la capacité de production électrique annuelle européenne selon la source d'énergie primaire (MW, 2021-2022)



Source des données : ENTSO-E, Energy Charts

**LÉGENDE**

Par production électrique européenne, on entend celle des États membres de l'UE sur les années 2021 et 2022.

En dehors du nucléaire, les catégories représentant les agrégats des différents moyens de production pour chaque technologie : l'hydraulique (au fil de l'eau, avec réservoirs, stations STEP), les énergies fossiles (lignite, gaz dérivé du charbon, houille, fioul, schiste bitumineux, tourbe, gaz) ainsi que les énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre, biomasse, géothermie, déchets).

Ainsi, en 2022, dans un contexte marqué par une faible élasticité de l'offre de production de l'énergie, **les renouvelables ont maintenu un niveau de production satisfaisant**, tirant leur épingle du jeu vis-à-vis de l'énergie nucléaire et de l'hydraulique. Toutefois, elles ne peuvent assurer la totalité de la production, intervenant en soutien des énergies fossiles pilotables.

Misant sur les renouvelables dans sa stratégie d'émancipation vis-à-vis des combustibles fossiles russes, **la Commission a proposé au sein du plan RePowerEU un objectif de 45 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne à horizon 2030**. Une initiative partiellement suivie par les Vingt-Sept, s'étant accordés sur un seuil à 42,5 %<sup>279</sup> en mars dernier lors des négociations sur la réforme de la directive sur les énergies renouvelables (dite RED), contre 32 % à horizon 2030 dans la version précédente du texte.

Toutefois, cet accord rappelle que l'Union est assurément engagée sur la voie des énergies renouvelables. **Se pose dorénavant le choix des filières technologiques à privilégier**, entre les énergies renouvelables pilotables (hydraulique hors centrales au fil de l'eau, biomasse), celles intermittentes (éolien, solaire) ou encore les énergies renouvelables non-électriques (ou bioénergies).

---

<sup>279</sup> L'accord du Conseil du 30 mars dernier incluant la possibilité pour un État de viser 45 %, s'il le souhaite.

## B) – Quelles filières technologiques privilégier ?

### 1) – L'hydraulique face au mur du dérèglement climatique

#### 1.1) – L'eau, une ressource au cœur de tensions croissantes

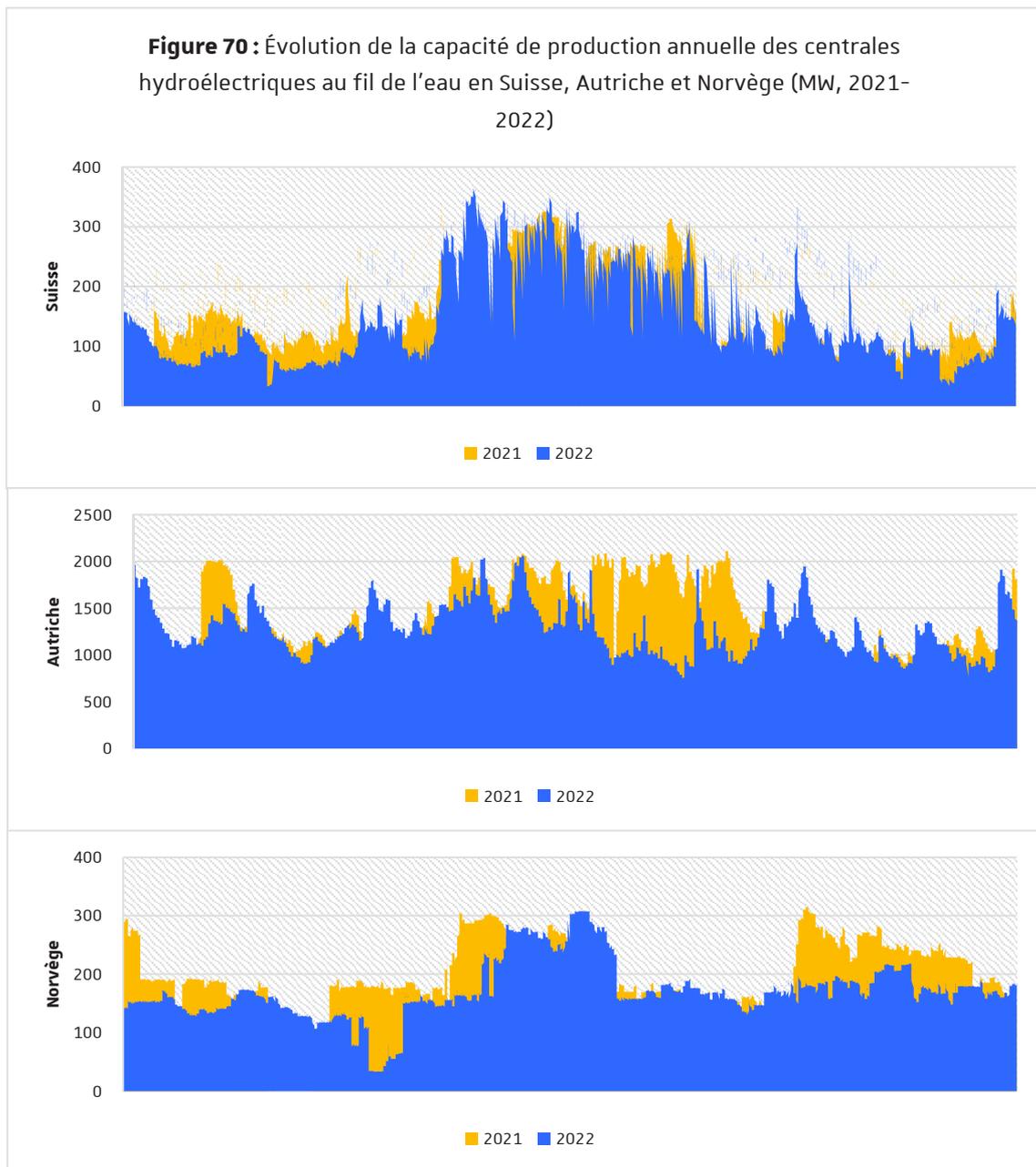
La guerre de l'eau aura-t-elle lieu ? La récurrence des épisodes extrêmes de sécheresse, conséquence directe du dérèglement climatique, ne laisse que peu de doute. Si l'Europe a connu une sécheresse historique durant l'année 2022, nécessitant une multiplication des restrictions d'usage de la précieuse ressource, sur d'autres continents, le sujet alimente déjà les tensions géopolitiques entre puissances voisines. **Le développement de l'hydroélectricité prenant régulièrement l'allure d'un *casus belli*.**

En Afrique, la construction du « Grand barrage de la Renaissance » par l'Éthiopie (5 150 MW de puissance installée) a rencontré l'hostilité franche des pays situés en aval du Nil, l'Égypte et le Soudan, inquiets pour leur accès à l'eau. En Asie, les pêcheurs laotiens, cambodgiens et thaïlandais subissent les effets de la **multiplication des ouvrages hydroélectriques construits par la Chine sur le fleuve Mékong**, réduisant fortement leur accès à la ressource halieutique. Plus proche de l'Union, au Proche-Orient, les **grands projets hydroélectriques du Président Erdoğan en Turquie**, à l'image du barrage Atatürk sur l'Euphrate, sont accusés d'assécher la Mésopotamie. Au sud, la région du Chatt-el-Arab, autrefois surnommée le « Jardin d'Eden de l'Irak » subit depuis plusieurs années l'assèchement des fleuves Tigre et de l'Euphrate, accélérant le phénomène de désertification déjà amplifié par le réchauffement climatique. Ankara étant fermement opposé à l'idée d'une cogestion des fleuves, pourtant indispensables à l'approvisionnement en eau de millions d'habitants vivant en aval, les probables guerres de l'eau pourraient trouver au Proche-Orient un terrain fertile. Et ce, **sans compter les quelques régions du globe où l'accès à la ressource est déjà pratiquement impossible** (Somalie, Yémen, Jordanie, etc.).

Si les Européens ne sont pas (encore ?) concernés par de telles difficultés d'accès à l'eau, ils subissent d'ores et déjà les premiers effets du dérèglement climatique, les barrages hydroélectriques étant en première ligne. L'année 2022 (cf. figure 69) a vu une **chute inédite de la production hydroélectrique européenne**, en raison de la sécheresse frappant l'entièreté

## Quelles filières technologiques privilégier ?

du plateau continental. En France, en 2021, les 427 centrales hydrauliques exploitées par EDF ont produit 62,5 TWh d'électricité, soit 12 % de la production métropolitaine. Selon RTE, en 2022, cette production a diminué d'environ un quart (22,4 %), en raison des températures exceptionnellement élevées couplées à des précipitations au plus bas : le plus mauvais résultat pour la filière française depuis l'année 1976, marquée par une sécheresse historique. **D'autres États européens ont connu des déboires similaires :**



Source des données : ENTSO-E, Energy Charts

**LÉGENDE**

Ces données correspondent aux centrales dites au fil de l'eau, situées pour la plupart sur les cours d'eau, et moins en montagne. À la différence des stations STEP ou des barrages bénéficiant d'un réservoir, les centrales au fil de l'eau dépendent directement du niveau des cours d'eau et des précipitations, et sont les plus susceptibles de voir leur production altérée par le dérèglement climatique.

**Pris en étau par les effets du dérèglement climatique, les barrages se retrouvent dans une situation intenable** : d'une part, ils cherchent à préserver un maximum d'eau pour pallier le manque de pluies, tout en étant sollicités par les autres secteurs d'activité (agriculture, industrie) eux-mêmes en manque d'eau. Les connaissances scientifiques actuelles indiquant une aggravation du dérèglement climatique à terme, peut-on penser que l'hydroélectricité a encore un avenir ?

**1.2) – Une solution de repli pour l'équilibrage du réseau électrique**

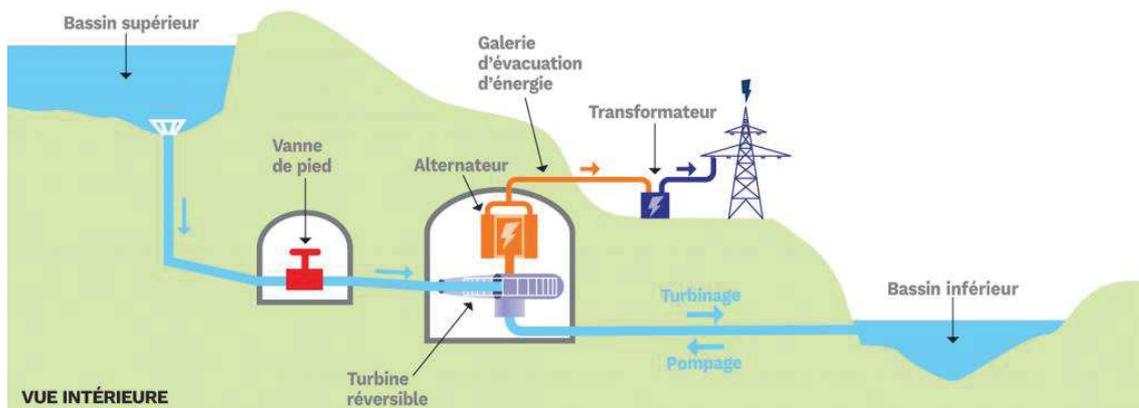
La réponse à cette question est nuancée. Premièrement, il paraît certain que **les possibilités de construction de nouveaux ouvrages hydroélectriques seront davantage limitées dans le temps**, en raison de l'assèchement des cours d'eau, à la différence des autres énergies renouvelables (éolien, solaire, bioénergies). Toutefois, les exploitants sont engagés dans un **processus de modernisation des infrastructures existantes**, pour optimiser la production (turbines plus performantes, etc.).

En outre, l'hydroélectricité, bien qu'affaiblie, conserve un avantage indéniable vis-à-vis des autres énergies renouvelables : **elle est moins sujette à l'intermittence, grâce au stockage de l'eau permettant de piloter la production selon l'évolution de la demande, afin d'équilibrer le réseau**. En France, les barrages hydroélectriques sont notamment mobilisés pour répondre aux pics de consommation ponctuels en hiver, ce qui évite de mobiliser une centrale fossile polluante. Le **développement des stations STEP (Station de transfert d'énergie par pompage) s'inscrit dans cette dynamique**. Cette technologie, permettant de fermer le cycle de l'eau utilisée par une centrale hydraulique, grâce à des bassins situés en amont et en aval, offre un potentiel de stockage d'énergie particulièrement recherché par les exploitants, pour

## Quelles filières technologiques privilégier ?

compenser l'intermittence des autres modes de production renouvelables. Concrètement, pour fonctionner en cycle fermé, les stations STEP utilisent leur réserves d'eau en amont pour produire l'électricité nécessaire lors d'un pic de consommation ; à l'inverse, lorsque que la demande est faible, elles pompent l'eau déversée dans le bassin en aval pour reconstituer leurs réserves.

**Figure 71** : Schéma récapitulatif du fonctionnement d'une STEP



Source de l'infographie : [EDF](#)

Plusieurs projets de STEP sont envisagés par les opérateurs européens. En France, dans l'Aveyron, EDF projette d'étendre la STEP de Montézic, pour augmenter sa puissance installée de 920 à 1350 MWe, l'équivalent d'un réacteur nucléaire du palier P4 et P'4 (1350 MWe), comme ceux situés à Cattenom (Moselle), à Penly ou encore à Flamanville (Normandie). En revanche, la capacité du réservoir en amont ne sera pas augmentée, ce qui réduira l'autonomie actuelle de 40 heures de la STEP à pleine puissance. Évalué à 500 millions d'euros, l'opérateur historique français ambitionne une mise en service pour 2030. D'autres STEP sont en activité dans le reste de l'Europe, notamment dans les principaux États producteurs d'hydroélectricité (Autriche, Suisse, Pologne, République tchèque, etc.).

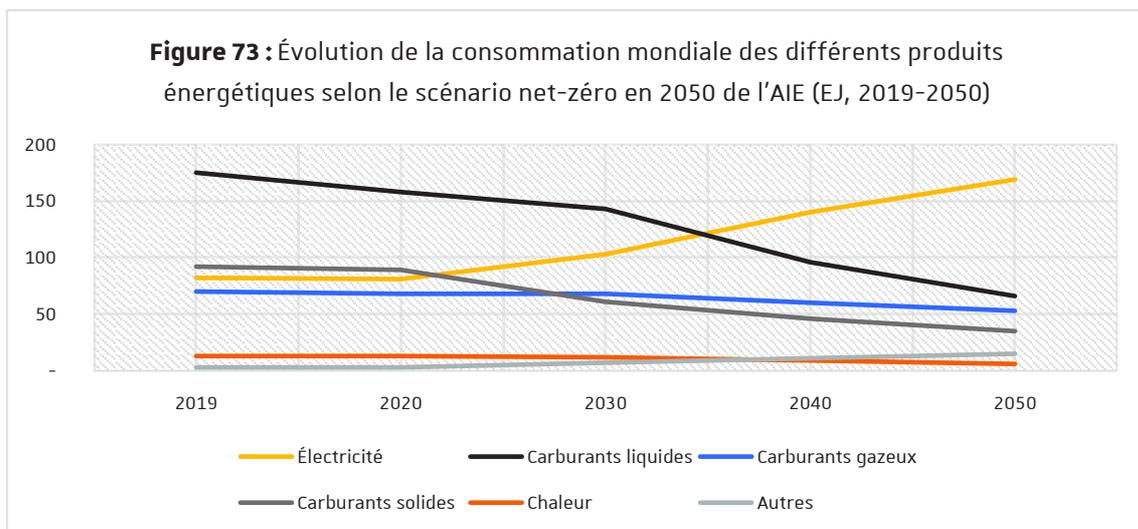
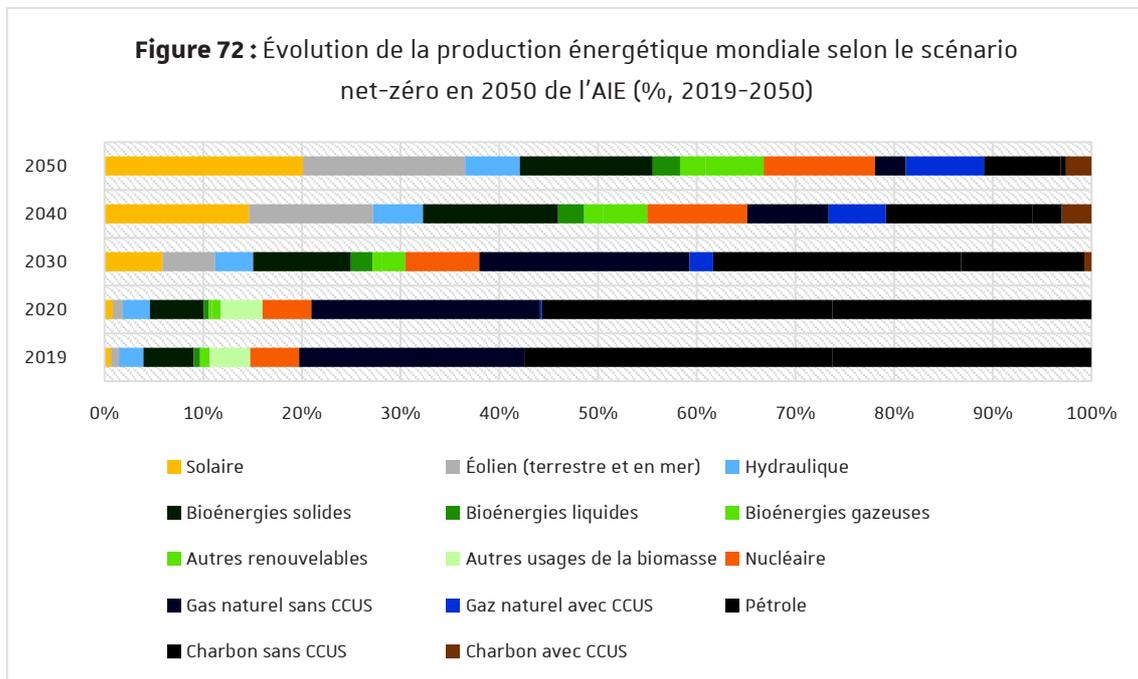
Enfin, dernier avantage de l'hydraulique à souligner : par sa présence ancienne dans la production électrique<sup>280</sup>, cette source d'énergie est moins sujette aux critiques adressées à d'autres modes de production (atteintes à la biodiversité, à la beauté du paysage, etc.).

<sup>280</sup> Rappelons que les premiers projets de barrages hydroélectriques ont vu le jour entre la fin du XIX<sup>ème</sup> et le début du XX<sup>ème</sup> siècle.

## Quelles filières technologiques privilégier ?

En définitive, l'hydroélectricité a encore un avenir à l'heure du dérèglement climatique, comme solution de stockage de l'énergie pour parer à l'intermittence de la production et la volatilité de la demande, et par la modernisation des centrales existantes pour optimiser leur rendement.

### 2) – L'inévitable montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes et des bioénergies



Source des données : Agence internationale de l'énergie

**LÉGENDE**

L'abréviation CCUS signifie *Carbon capture, utilisation and storage* (Captage, stockage, transport et valorisation du CO<sub>2</sub>).

Les données de la figure 72 sont exprimées en exajoule. Les différentes catégories représentent les produits énergétiques suivants : les carburants liquides (biocarburants, ammoniac, pétrole synthétique, pétrole), les carburants gazeux (gaz naturel, biométhane, hydrogène), ainsi que les carburants solides (biomasse, charbon).

La transition énergétique, dans l'ambition d'atteindre la neutralité carbone en 2050, reposera sur une **électrification massive des usages** (essor de la mobilité électrique, électrification des industries lourdes en remplacement des combustibles fossiles, installation de pompes à chaleur, etc.) **au détriment des autres composantes fossiles du mix énergétique.**

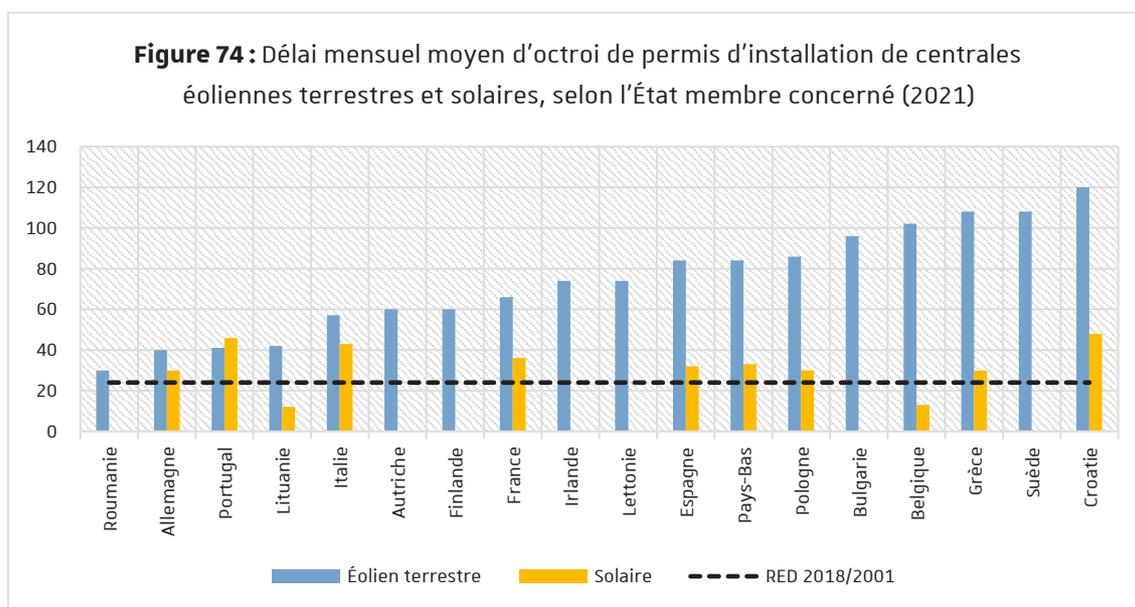
Ainsi, les sources d'énergie renouvelables ont vocation à constituer à terme le pilier central de la production énergétique globale. Elles peuvent être divisées en trois catégories : celles **totale­ment intermittentes**, dépendant des conditions météorologiques (solaire, éolien terrestre et en mer), celles **relativement intermittentes** (hydraulique au fil de l'eau), ainsi que celles dont la **production est pilotable à distance** (bioénergies, hydraulique avec réservoir et STEP). Si les nouveaux projets hydroélectriques seront limités par le dérèglement climatique, **les énergies renouvelables intermittentes et les bioénergies** ne sont pas sujettes aux mêmes contraintes. **Elles constituent les technologies à privilégier à l'avenir**, promises à une progression importante durant les prochaines décennies (cf. figure 72). Quant à l'hydraulique, cantonné à un rôle de soutien pour l'équilibrage du réseau électrique, sa part restera relativement stable dans le mix énergétique global.

En revanche, en Europe, le développement des énergies renouvelables intermittentes et des bioénergies rencontre d'ores et déjà plusieurs obstacles : outre les enjeux de **dépendance étrangère sur les chaînes de valeur des technologies propres** (métaux critiques, brevets, etc.) abordés précédemment, ces énergies doivent composer avec **l'émergence de résistances locales et certains enjeux techniques.**

## C) – Résistances locales et enjeux techniques

### 1) – La bataille de l’acceptabilité sociale

#### 1.1) – Le risque d’un enlèvement des projets



Source des données : Ember, WindEurope

#### LÉGENDE

Le délai maximum de 24 mois pour l’octroi d’un permis a été établi par la directive 2018/2001 relative aux énergies renouvelables (dite RED). Or, dans les faits, il n’est pratiquement jamais respecté...

Les énergies renouvelables, comme nous l’évoquions auparavant au sujet des mines, sont victimes du phénomène NIMBY (*Not In My BackYard*). Une grande majorité de la population les soutient<sup>281</sup>, mais rares sont les projets ne rencontrant pas d’opposition locale, multipliant les recours en justice, synonymes d’années de retard sur les décisions d’octroi de permis et les démarrages de chantier. En France, le projet de parc éolien en mer de Saint-Nazaire, inauguré fin 2022, fut annoncé une décennie auparavant ; or, les travaux de construction – d’une durée de trois ans seulement – n’ont pu démarrer qu’une fois les différents recours judiciaires déboutés, soit en... 2019, sept ans plus tard. En Suède, sur l’année

<sup>281</sup> Cf. Eurobaromètre standard n°98, février 2023.

2021, seuls 22 % des projets d'éolien terrestre ont obtenu un permis de construire des communes du royaume scandinave, contre 57 % cinq ans plus tôt, en 2016.

**Les éoliennes cristallisent les tensions, instrumentalisées par certaines forces politiques.** En 2022, durant la campagne présidentielle française, le Rassemblement national proposait le démantèlement pur et simple des éoliennes existantes, tandis que certains Présidents de région, comme Xavier Bertrand dans les Hauts-de-France, assument de subventionner des associations anti-éoliennes. D'autres personnalités, à l'image de l'animateur Stéphane Bern, sont allées jusqu'à évoquer un « *diktat éolien qui brasse du vent et ancre dans nos sols un véritable mensonge* »<sup>282</sup>. Plus à l'est, en Pologne, début 2023, le gouvernement conservateur du *PiS*, opposé au développement de l'éolien, a durci les critères d'installation des nouvelles centrales. **À entendre certaines voix, celles-ci sont accusées de tous les maux : atteinte au paysage, nuisances sonores, forte empreinte territoriale, défaillances multiples, etc.** Pour toutes ces raisons, en France comme dans plusieurs États membres, la plupart des projets éoliens, à peine annoncés, sont traînés devant les tribunaux, retardant de plusieurs mois – voire années – les décisions d'octroi de permis.

Cependant, d'autres États membres sont parvenus à **démultiplier leurs capacités éoliennes en plusieurs années.** Au premier rang des « bons élèves » collaborent le Danemark, l'Allemagne, la Belgique ou encore les Pays-Bas. Ces quatre pays, réunis en mai 2022 à l'occasion d'un sommet consacré au développement de l'éolien en Mer du Nord, ont annoncé leur intention de construire quelques 150 gigawatts (!) de nouvelles capacités éoliennes dans la région d'ici 2050<sup>283</sup>. Un deuxième sommet, étendu à la France, au Royaume-Uni, à la Norvège, au Luxembourg et à l'Irlande fut organisé à Ostende (Belgique), en avril dernier.

**Ces disparités entre États membres s'expliquent par les différentes politiques de développement de l'éolien mises en œuvre.** En Allemagne, *l'Energiewende*, initiée au début des années 2000, compte sur une montée en puissance du solaire et de l'éolien suffisante pour

---

<sup>282</sup> « *Madame Pompidi, les éoliennes sont une négation de l'écologie!* », tribune publiée dans *le Figaro*, 30/05/2021.

<sup>283</sup> De quoi alimenter en électricité, selon les quatre gouvernements, 230 millions de foyers européens. Un point d'étape a été programmé, visant 65 GWe installés en 2030.

sortir aussi bien du charbon que de l'énergie nucléaire : au vu du défi à relever, **Berlin a dû soutenir le développement à marche forcée des renouvelables**. Et ce, quitte à imposer aux 16 Länder de consacrer entre 1,8 % et 2,2 % de leur surface aux éoliennes. Tel est l'objectif du gouvernement fédéral, retranscrit dans un projet de loi adopté durant l'été 2022<sup>284</sup>.

Au Danemark, pays leader de l'éolien en mer, soutenu par l'énergéticien national Ørsted et plusieurs fabricants menés par Vestas, **le gouvernement de Copenhague a développé un cadre réglementaire propice aux nouveaux projets**. Par exemple, la procédure dite de la « porte ouverte » (*åben-dør-procedure*), conçue durant les années 1990, autorise les exploitants à soumettre directement de nouveaux projets (sans attendre la publication d'un appel d'offre public) dans la zone géographique de leur choix, bénéficiant d'un accès gratuit aux eaux territoriales danoises. Durant plusieurs années, les nombreux appels d'offres publics n'ont pas encouragé les exploitants à solliciter cette procédure, jusqu'à que la réduction des coûts de l'éolien facilite une multiplication des demandes, notamment pour des projets « d'îles énergétiques », à l'image de celle de Bornholm (sud de la Suède). Toutefois, la procédure de la porte ouverte a dû être suspendue en février 2022, pour vérifier sa compatibilité avec les règles européennes en matière d'aides d'État. À noter également que la loi danoise a cherché à satisfaire les éventuels mécontents, en accordant aux communes voisines d'un projet de centrale en mer un droit de véto, s'il se situe à moins de 15 kilomètres.

### 1.2) – Le succès de l'implication citoyenne au cœur des « circuits courts » de l'énergie

Pour convaincre les populations locales, **le meilleur moyen reste de les impliquer directement dans les projets d'énergies renouvelables**. Tout d'abord sur le plan financier, par la constitution de coopératives citoyennes d'énergie, reposant sur le financement participatif (*crowdfunding*). En France, le projet pilote Bégawatts, en Bretagne, consistant en quatre éoliennes financées par l'association Énergie Partagée et 1000 habitants des communes avoisinantes, fut inauguré dès 2014 : une première pour l'époque ! La production électrique est

---

<sup>284</sup> La loi allemande sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, ou EEG 2023) considère les énergies renouvelables comme relevant d'un « intérêt public exceptionnel » servant « la sécurité publique ». Berlin ambitionne de porter à 80 % la part des énergies renouvelables dans le mix électrique du pays d'ici 2030.

revendue à des fournisseurs certifiés « verts », redistribuant ses profits aux citoyens engagés. **Partout en Europe, ces dernières années, des projets d'énergie citoyenne ont ainsi émergé :** le village de Feldheim, situé dans le Brandebourg, a été érigé en modèle par la classe politique allemande. Depuis 2010, il couvre ses besoins d'électricité et de chauffage par sa propre production, grâce à un parc éolien et une usine de biogaz. Ce village a progressivement acquis son autonomie, nécessitant 25 années d'investissements pour parvenir à ce résultat. Un pari payant à l'aune de la crise énergétique : les habitants de Feldheim, à la différence de leurs concitoyens, n'ont pas subi avec la même intensité les effets de l'envolée des prix de l'électricité et du gaz naturel.

**Ces projets de plus en plus nombreux s'inscrivent dans un tournant énergétique citoyen.** Historiquement – notamment en France – les systèmes énergétiques nationaux se sont construits de manière centralisée, concentrant la production sur des surfaces géographiques limitées, avant d'être redistribuée sur des centaines de kilomètres grâce aux réseaux de distribution. **Dorénavant, la multiplication des projets locaux d'énergies renouvelables<sup>285</sup> traduit un mouvement de réappropriation citoyenne d'un domaine dont ils sont historiquement tenus à l'écart, la production énergétique.** Un mouvement aux retombées plus qu'intéressantes : l'implication des citoyens dans la gouvernance des projets (choix de la source primaire d'énergie, du lieu d'implantation, retombées économiques et sociales pour le territoire concerné, etc.) apporte une réponse efficace au phénomène NIMBY, par la collaboration entre les habitants, les élus locaux, et les entreprises. Au niveau européen, la reconnaissance des Communautés énergétiques renouvelables (CER) et citoyennes (CEC) dans le droit communautaire<sup>286</sup> s'inscrit dans cette volonté de soutien aux initiatives locales.

Par ailleurs, **le développement de l'autoconsommation, à l'aide de ces projets locaux, porte d'autres vertus.** En France, la loi autorise depuis février 2017 l'autoconsommation d'électricité : auparavant, la production locale était vendue puis réinjectée au réseau de

---

<sup>285</sup> Qui ne concernent pas seulement les centrales solaires et éoliennes : mais également les projets de chaufferies collectives au bois, de petites centrales hydroélectriques, ou encore d'unités de méthanisation pour valoriser les déchets verts et les déjections animales.

<sup>286</sup> Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

transport de distribution. À présent, les citoyens ont la possibilité de construire de véritables « circuits courts » de l'énergie, sur le modèle alimentaire. Le principal atout de ce droit à l'autoconsommation est **sa capacité à rendre « visible » l'énergie**, par la proximité entre les sites de production et de consommation. À l'heure de la sobriété énergétique, permettre à la population de percevoir le coût de l'énergie peut davantage contribuer à une réduction de la consommation que les discours proclamant la « fin de l'abondance ». **L'autoconsommation aide de surcroît à combattre le phénomène NIMBY**, évinçant les critiques selon lesquelles les énergies renouvelables situées dans les territoires ruraux n'alimenteraient que les espaces urbains.

## **2) – Stockage d'énergie, adaptation du réseau électrique et conflits d'usage**

Les énergies renouvelables ne doivent pas seulement réussir à convaincre les populations locales : plusieurs enjeux techniques nécessitent d'être pris en compte dans leur développement. **La question de l'intermittence, pour le solaire et l'éolien, étant le principal obstacle à surmonter.**

Le **développement de mécanismes capacitaires** au niveau européen (cf. chapitre 3) apporte une réponse partielle au problème. D'autres solutions technologiques peuvent être mises en œuvre, afin de stocker l'énergie issue des périodes de surproduction : par exemple, **les stations STEP**, abordées plus tôt. Certains États membres, à l'instar de la Belgique, misent sur **les parcs de batteries** : début mai 2023, TotalÉnergies annonçait un projet de ce type dans la région d'Anvers, d'une capacité de 75 MW, soit la consommation quotidienne d'environ 10000 foyers. Toutefois, il paraît peu envisageable – sauf innovation de rupture – de développer à l'échelle européenne des parcs de batteries suffisamment importants pour stocker la consommation d'électricité de centaines de milliers de foyers sur une plus longue période. Ce qui est d'autant moins intéressant pour la souveraineté énergétique de l'Union si ces batteries nécessitent des métaux critiques produits à l'étranger (cf. figure 68). Cependant, il serait envisageable de **s'appuyer sur les batteries existantes, celles des véhicules électriques**, dont le parc est amené à croître d'ici 2035 et la fin des ventes de véhicules thermiques neufs dans l'Union. Les

technologies *Vehicle-To-Grid* (ou V2G) permettent, grâce à certaines bornes de recharge, de réinjecter l'électricité stockée dans les batteries de véhicules dans le réseau en cas de forte demande, contre rémunération. Enfin, **le développement des vecteurs énergétiques tels que l'hydrogène** – sur lequel nous reviendrons dans les pages suivantes – peut faciliter le stockage d'énergie.

**Le deuxième enjeu inhérent à la massification des renouvelables concerne l'adaptation du réseau électrique.** Un défi régulièrement oublié, alors que l'électrification des usages fera du réseau de transport la « colonne vertébrale » de la transition énergétique. Tout d'abord, le passage de capacités de production géographiquement concentrées (centrales thermiques et nucléaires) à décentralisées nécessitera le raccordement de nombreux parcs éoliens (terrestre comme en mer) et solaire au réseau existant<sup>287</sup>. En Europe, l'Allemagne est d'ores et déjà concernée par ce défi, sa production d'électricité renouvelable étant concentrée au nord du pays, tandis que les industries électro-intensives sont localisées au sud et à l'ouest. En outre, un réseau électrique robuste est rendu d'autant plus indispensable par la **multiplication des bornes de recharge électriques et la généralisation des pompes à chaleur.** Enfin, conséquence du dérèglement climatique, les opérateurs vont devoir améliorer la **résilience du réseau aux évènements météorologiques extrêmes**<sup>288</sup>.

**Le développement des interconnexions à l'échelle nationale puis européenne peut apporter une solution à cet enjeu.** Cette logique est à actuellement à l'œuvre en Scandinavie : quand sa production d'origine éolienne est insuffisante, le Danemark peut compter sur les approvisionnements issus des pays voisins ayant conservés des capacités pilotables (nucléaire et hydroélectricité en Suède, hydroélectricité en Norvège). Toutefois, le renforcement des interconnexions va de pair avec le **risque de vulnérabilité systémique en cas de black-out,** favorisant un potentiel effet domino. Émerge en parallèle une **menace relative à la**

---

<sup>287</sup> C'est notamment pourquoi, dans le rapport *Futurs Énergétiques 2050* de RTE (novembre 2021), les scénarii basés sur une énergie d'origine 100 % renouvelable en 2050 sont beaucoup plus coûteux que ceux conservant une part de nucléaire (production centralisée).

<sup>288</sup> D'où l'intérêt, entre autres, de communautés locales d'énergie, formant des îlots de résilience en cas de perturbation importante sur le réseau.

cybersécurité des installations, d'autant plus prégnante en Europe par la proximité de la Russie, coutumière des attaques sur les infrastructures stratégiques<sup>289</sup>.

Enfin, le dernier enjeu technique à garder à l'esprit concerne plus spécifiquement les bioénergies. Si certaines d'entre-elles, comme les biogaz (biométhane, etc.) sont produites à partir de matière organique n'ayant pas vocation à nourrir directement la population (lisier, fumier), **d'autres bioénergies entrent en conflit d'usage direct avec l'agriculture**. Si l'Union cherche à acquérir sa souveraineté alimentaire, peut-elle raisonnablement sacrifier une partie de ses terres agricoles – subissant de surcroît les effets du dérèglement climatique – pour la production exclusive de colza utilisé pour des biocarburants ?

## **D) – L'hydrogène : le futur pétrole européen ?**

### **1) – Sur le papier, le « couteau suisse » de la transition énergétique**

En juillet 2020, la Commission européenne a présenté sa « Stratégie européenne pour une Europe climatiquement neutre », réservant une part importante à l'hydrogène, **perçu comme un levier majeur de décarbonation**. Le plan REPowerEU, à cet égard, estime que la consommation d'hydrogène « vert » de l'Union atteindra 20 mégatonnes d'ici 2030.

**Les promesses de l'hydrogène sont aussi anciennes que ses applications sont prometteuses.** Concrètement, il s'agit de l'élément chimique le plus simple sur Terre : sa présence est abondante, sans exister à l'état pur<sup>290</sup>. Il est toujours lié à un autre élément chimique ; dans l'eau (H<sub>2</sub>O), les hydrocarbures<sup>291</sup>, ou encore les matières organiques (biomasse). Comme l'électricité, il s'agit d'un *vecteur* d'énergie<sup>292</sup> et non une *source* d'énergie : **il faut le produire** (grâce à plusieurs procédés techniques permettant de l'extraire de l'élément chimique auquel il est lié) **puis le stocker à l'état liquide ou gazeux, et enfin le réutiliser.**

---

<sup>289</sup> Notons à cet égard que la Russie, quelques heures avant d'envahir l'Ukraine, avait lancé des cyberattaques massives sur les sites officiels et les infrastructures ukrainiennes, dans l'espoir de générer le chaos.

<sup>290</sup> Une réalité admise durant des dizaines d'années, mais progressivement remise en cause, avec de récentes découvertes de gisements d'hydrogène dit « natif », ou hydrogène blanc.

<sup>291</sup> Par exemple, le méthane (95 % du gaz naturel : CH<sub>4</sub>), le benzène (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) ...

<sup>292</sup> Un vecteur d'énergie permet de transporter de l'énergie entre son lieu de production et son lieu de consommation, et de stocker de l'énergie.

Historiquement, l'attrait pour l'hydrogène et son potentiel n'a rien de nouveau. Dès 1874, dans son roman *L'Île mystérieuse*, Jules Verne croyait au potentiel de « l'eau » (H<sub>2</sub>O) pour remplacer le charbon. En 1979, le Français Jean-Luc Perrier parvint à fabriquer une voiture à hydrogène ; en 1988, les Soviétiques ont réussi à faire voler un avion avec de l'hydrogène liquide comme carburant ; plus récemment, en 2022, plusieurs lignes de trains à hydrogène produits par Alstom ont été inaugurées en Allemagne. Ces quelques exemples donnent un aperçu des potentielles applications multiples de l'hydrogène – évoquées dans l'ouvrage pionnier de l'économiste américain Jeremy Rifkin<sup>293</sup> – qu'il convient de détailler.

#### **ENCADRÉ 11 – APPLICATIONS ET COULEURS DE L'HYDROGÈNE**

Pour comprendre le potentiel rôle de l'hydrogène comme levier de décarbonation, il est nécessaire d'étudier ses applications et les différentes manières de le produire.

##### **1) – APPLICATIONS DE L'HYDROGÈNE (POWER-TO-X)**

Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement utilisé comme matière première pour l'industrie (production d'engrais comme l'ammoniac, utilisation en chimie, raffinage de carburants, etc.). Or, dans le cadre de la transition énergétique, quatre usages sont amenés à se développer.

- 1. Comme carburant propre pour les transports (*Power-to-Mobility*):** une fois produit, l'hydrogène est stocké dans des piles à combustible. En entrant en contact avec l'oxygène naturellement présent dans l'air, provoquant une réaction chimique, ces piles produisent de l'électricité, alimentant des moteurs électriques. Ce procédé permet de ne rejeter que de la vapeur d'eau. Plusieurs modes de transport peuvent déjà fonctionner avec de l'hydrogène comme carburant (voitures, camions, trains). À l'avenir, Airbus ambitionne de fabriquer d'ici 2035 le premier avion de ligne à hydrogène, projet encore à l'étude.
- 2. Pour décarboniser les réseaux de gaz naturel (*Power-to-Gas*):** l'hydrogène peut être injecté directement dans le réseau de transport de gaz existant, afin de réduire la part du gaz naturel (composé à 95 % de méthane, un gaz à effet de serre 80 fois plus puissant que le CO<sub>2</sub>). Cependant, tous les gazoducs existants ne sont pas tous adaptés au transport de l'hydrogène, s'agissant d'un gaz hautement inflammable (à partir d'une concentration à 4 % dans l'air). D'où la multiplication des projets d'hydrogénoducs, conçus spécifiquement pour l'hydrogène.

<sup>293</sup> RIFKIN Jeremy & GUILHOT Nicolas, *L'économie hydrogène : Après la fin du pétrole, la nouvelle révolution économique*, Éditions La Découverte (version traduite), 2002, 304 p.

**3. Décarboniser les industries lourdes (Power-to-Industry) :** les industries lourdes (chimie, métallurgie, sidérurgie, automobile, etc.) utilisent actuellement des combustibles fossiles dans leur processus de production. Par exemple, dans les aciéries, le charbon ou le gaz naturel, forts émetteurs de gaz à effet de serre, sont brûlés pour générer la chaleur nécessaire à la fusion des métaux. Ces combustibles pourraient être remplacés par l'hydrogène, qui n'émet que de la vapeur d'eau. Sachant qu'une tonne d'hydrogène contient autant d'énergie que 3 tonnes de pétrole (1 tH = 3 tep), le procédé serait très efficace. Plusieurs projets industriels sont déjà engagés : en Allemagne, Air Liquide fournit de l'hydrogène à ThyssenKrupp pour sa production d'acier.

**4. Comme méthode de stockage de l'énergie en réponse à l'intermittence des renouvelables (Power-to-Power) :** les renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.) contribuent à la décarbonisation de la production d'électricité, mais ces sources d'énergie présentent une faiblesse majeure : leur intermittence. Contrairement aux combustibles fossiles et au nucléaire, qui sont des énergies pilotables, les renouvelables ont une production d'électricité instable, dépendant de la météo : elles peuvent très bien être inefficaces pendant certaines périodes (notamment en hiver) comme produire un surplus d'énergie (panneaux photovoltaïques en été).

Le stockage de l'électricité étant technologiquement difficile, le surplus est actuellement gaspillé. Pour ne pas le perdre, des électrolyseurs peuvent être connectés au réseau électrique, produisant ainsi de l'hydrogène « vert » (à partir de l'électricité d'origine renouvelable). Une fois l'hydrogène stocké dans les piles à combustible, il peut être conservé pour reproduire de l'électricité durant certaines périodes (forte demande en hiver, faible production des renouvelables, etc.), ce qui permettrait d'éviter de recourir à des capacités fossiles polluantes.

## **2) – PRODUCTION ET COULEURS DE L'HYDROGÈNE**

Produire de l'hydrogène revient à le séparer de l'autre élément chimique auquel il est lié, grâce à une source d'énergie primaire. En fonction de celle utilisée, la production d'hydrogène est plus ou moins bénéfique pour le climat : on parle d'hydrogène de différentes couleurs. Voici quelques exemples, classés selon leur performance en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

**L'hydrogène noir et gris :** produit à partir de charbon et de gaz naturel. Son bénéfice climatique est quasiment nul, s'il n'est pas négatif sous certaines conditions.

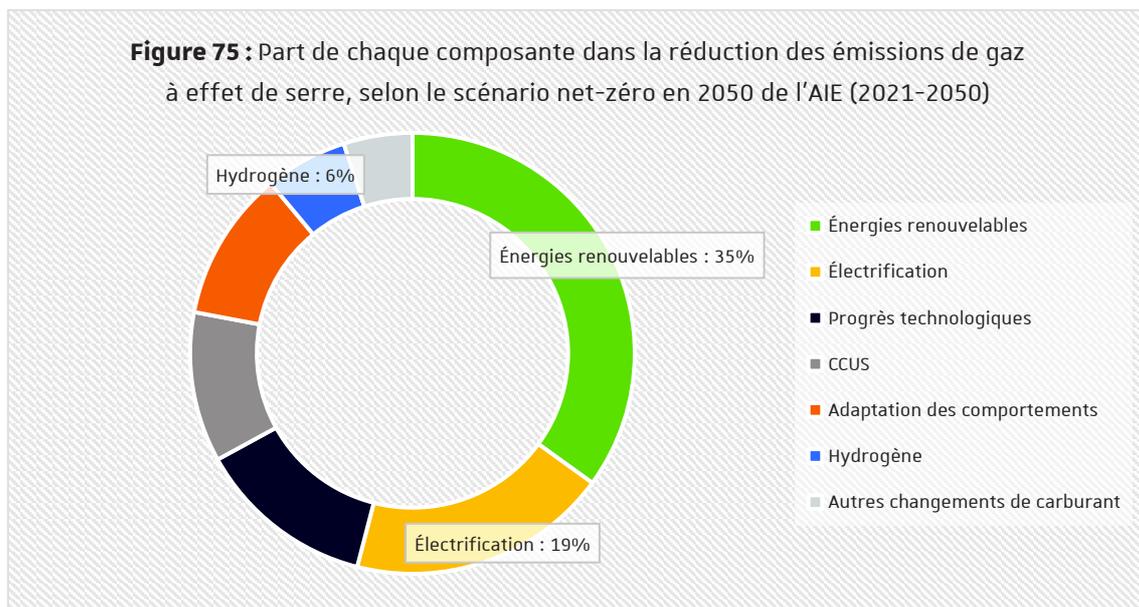
**L'hydrogène bleu :** produit à partir de charbon et de gaz naturel, comme auparavant, sauf qu'il utilise des technologies de capture du carbone pour limiter ses émissions de gaz à effet de serre. Mais l'efficacité de ces technologies, selon certains observateurs, ne serait que partielle, d'autant plus qu'elles ne permettent pas de capturer les émissions de méthane. Selon l'Agence internationale de l'énergie (*Global Hydrogen Review 2022*), en 2022, l'hydrogène gris et bleu représentaient plus de 80 % de la production mondiale.

**Hydrogène rose et jaune :** produit à partir d'électrolyseurs alimentés par de l'électricité d'origine nucléaire. Dans le cas du mix électrique français, dominé par le nucléaire (autour de 80 %) avec une part importante d'hydroélectricité, on parle d'hydrogène « jaune », également appelé par le gouvernement français « hydrogène bas carbone ».

**L'hydrogène vert :** il s'agit de la solution avec le meilleur bénéfice climatique. Comme pour l'hydrogène rose et jaune, un électrolyseur sépare l'hydrogène et l'oxygène de l'eau, cette fois-ci alimenté par de l'électricité d'origine renouvelable.

Cette forme d'hydrogène, parce qu'elle est la meilleure pour le climat, est celle mise en avant par les décideurs publics et les entreprises. C'est pourquoi, lorsqu'on entend parler de projets d'hydrogène, il s'agit presque exclusivement d'hydrogène vert, voire d'hydrogène rose et jaune pour les pays nucléarisés. Pourtant, selon l'Agence internationale de l'énergie, en 2022, l'hydrogène bas-carbone (vert, rose, jaune) ne représentait seulement que... 2 % de la production mondiale.

## 2) – Des verrous technologiques à surmonter



Source des données : Agence internationale de l'énergie

**Sur le papier, l'hydrogène a tout pour plaire :** ses multiples usages en font, selon le physicien Greg De Temmerman, le « *couteau suisse du climat* ». Pourtant, le scénario net-zéro en 2050 de l'Agence internationale de l'énergie ne compte sur lui qu'à hauteur de 6 % pour

réduire suffisamment les émissions de gaz à effet de serre. Comment expliquer ce paradoxe ? Par les verrous technologiques de l'hydrogène entravant son développement.

Le premier d'entre-eux concerne la **quantité (très) importante d'électricité requise pour démultiplier la production d'hydrogène**. Selon l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA), pour atteindre les objectifs climatiques, il faudrait l'équivalent de **5000 GWe de capacités d'électrolyse en 2050**<sup>294</sup>, correspondant à une **consommation annuelle de 21 000 TWh d'électricité**. De quoi donner le vertige, d'autant plus qu'à titre de comparaison, selon le think tank Ember, sur l'année 2022, la production mondiale d'électricité a atteint un nouveau record, établi à... **28 510 TWh (!)**. Un défi technique d'autant plus herculéen que **pour être bénéfique au climat, l'hydrogène doit être fabriqué à partir d'électricité d'origine renouvelable et décarbonée...** soit 38,8 % de la production électrique mondiale en 2022 (nucléaire inclus !)<sup>295</sup>. Par ailleurs, la majorité des électrolyseurs existants fonctionnent à l'aide de la technologie alcaline, mal adaptée à l'intermittence des renouvelables, pourtant appelés à se développer massivement.

Le deuxième verrou est lui aussi de taille : il concerne le **transport de l'hydrogène, un gaz extrêmement inflammable** (comme nous l'évoquions dans l'encadré) **et particulièrement diffus**. À masse égale, l'hydrogène occupe une place beaucoup plus importante que d'autres molécules, pour une même quantité finale d'énergie. Selon Pierre-Étienne Franc<sup>296</sup>, l'énergie produite par un litre d'essence correspond à 6,7 litres d'hydrogène compressé à 700 bars, ou 3,8 litres d'hydrogène liquide (nécessitant d'être maintenu à -253°C, par un procédé énergivore). C'est pourquoi, **pour le transport maritime, le GNL est nettement plus compétitif que l'hydrogène liquéfié**. Par ailleurs, pour le transport terrestre, les gazoducs existants doivent être modernisés, ou couplés avec de nouveaux hydrogénoducs. Néanmoins, **la transformation de l'hydrogène en ammoniac (NH<sub>3</sub>)**, plus facile à transporter, pourrait résoudre partiellement le problème.

---

<sup>294</sup> La feuille de route de l'IRENA décrite dans le *World Energy Transitions Outlook 2022* ambitionne une capacité mondiale d'électrolyse de 5 TWe d'ici 2050 (5000 GWe), contre environ 300 MWe installés aujourd'hui. Ce qui correspond, selon l'agence, à un rythme annuel moyen de déploiement d'électrolyseurs avoisinant les 160 GWe, jusqu'en 2050 !

<sup>295</sup> EMBER, *Global Electricity Review 2023*, 04/2023.

<sup>296</sup> FRANC Pierre-Étienne & MATEO Pascal, *Hydrogène : la transition énergétique en marche !*, Éditions Alternatives, 2015, 173 p.

Enfin, se pose la question du stockage : un défi d'autant plus important si l'Union compte sur des volumes d'hydrogène importants pour répondre à l'intermittence des renouvelables. Dans l'exemple français, selon RTE<sup>297</sup>, un scénario reposant sur 100 % d'énergies renouvelables en 2050 aurait besoin de l'équivalent de 25 TWh d'hydrogène stocké pour compenser l'intermittence. Un chiffre bien éloigné des 3 à 5 TWh potentiels de capacités de stockage (dans des cavités salines, pour éviter la surconsommation d'énergie des sites localisés en surface) dans l'Hexagone.

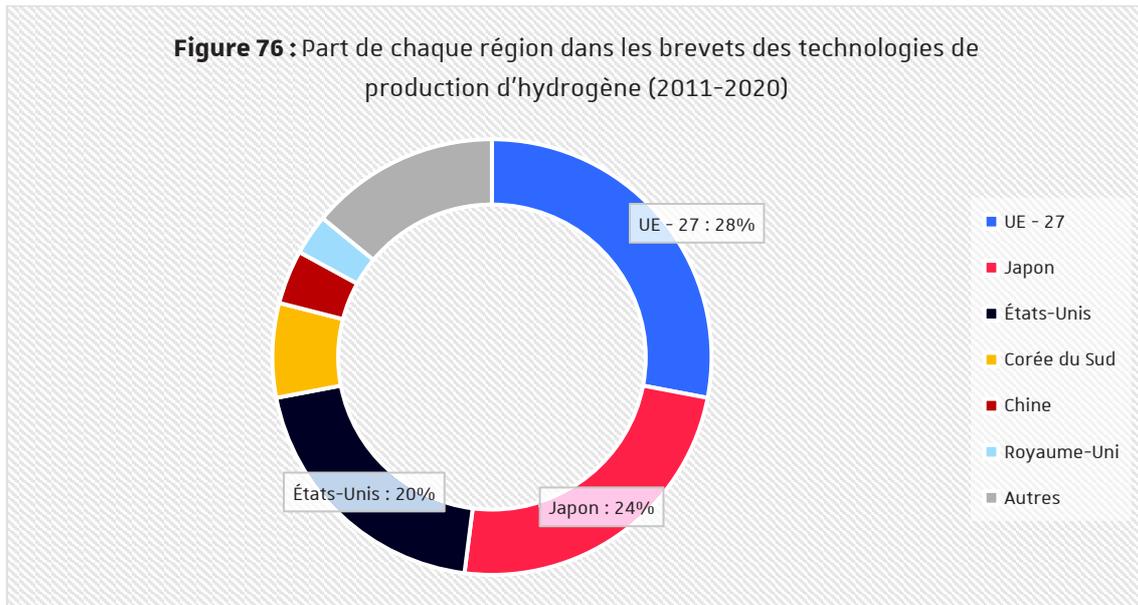
### **3) – Un rôle complémentaire à l'électrification dans l'effort de décarbonation de l'économie**

En raison de ces multiples verrous, il paraît peu envisageable, pour l'Union, de compter uniquement sur la molécule d'hydrogène pour parvenir à décarboner son économie, tout en se rapprochant de la souveraineté énergétique. Néanmoins, l'hydrogène peut s'avérer être un atout indéniable pour la **décarbonation des secteurs économiques pour lesquels l'électrification n'est pas envisageable, pas suffisamment efficace ou trop coûteuse**. Ce qui est le cas pour de nombreuses industries lourdes (sidérurie, métallurgie, chimie, etc.), encore dépendantes de combustibles fossiles.

Concrètement, un écosystème idéal dans l'Europe climatiquement neutre en 2050 pourrait voir l'implantation d'un SMR (petit réacteur nucléaire modulaire) à proximité d'un complexe industriel, permettant de lui acheminer en continu de l'hydrogène décarboné. Pour ce faire, l'Union peut s'appuyer sur son avance technologique en matière de production d'hydrogène.

---

<sup>297</sup> RTE, *Futurs Énergétiques 2050*, 11/2021.



Source des données : Agence internationale de l'énergie

Ainsi, les États membres développent progressivement leurs propres modèles de production et de consommation d'hydrogène. La France – sans surprise – compte sur son principal atout, l'énergie nucléaire, pour produire de l'hydrogène décarboné à bas-coût. À l'inverse, l'Allemagne, dont les besoins seront particulièrement élevés pour décarboner son industrie<sup>298</sup>, compte sur un modèle d'hydrogène importé, produit dans d'autres régions européennes. D'où le projet baptisé H<sub>2</sub>MED visant à développer un réseau de transport d'hydrogène traversant le bassin méditerranéen, reliant des pays producteurs d'électricité renouvelable et d'hydrogène (Espagne, Portugal) aux bassins industriels situés en Europe centrale. La pièce maîtresse étant le projet de pipeline « BarMar », reliant Barcelone à Marseille pour acheminer de l'hydrogène, complété par l'hydrogénéoduc Hyphen remontant la vallée du Rhône.

De tels projets d'infrastructures gazières (production et transport), pour être mis en œuvre, ont besoin d'un cadre réglementaire européen clairement défini. Début 2023, un accord interinstitutionnel a été trouvé à Bruxelles sur les règles de production de l'hydrogène reconnu comme « renouvelable ». Concrètement, pour éviter que l'hydrogène vert ne cannibalise la

<sup>298</sup> Outre l'industrie allemande, les projets de nouvelles centrales à gaz « prêtes pour l'hydrogène », régulièrement accusées de greenwashing, auront besoin de la précieuse molécule pour compenser l'intermittence des renouvelables.

production électrique d'origine renouvelable, un « critère d'additionalité » devra être respecté, selon un degré de corrélation dans le temps et l'espace. D'ici 2028, les producteurs d'hydrogène vert devront prouver que leurs électrolyseurs sont connectés à des installations d'énergies renouvelables dont la construction date de moins de 36 mois. En outre, d'ici 2030, la production d'hydrogène devra correspondre à la production d'énergie renouvelable sur une base horaire, et non plus mensuelle, pour s'assurer du bon suivi de la corrélation. Toutefois, ces critères de corrélation temporelle et spatiale ne sont pas à respecter si 90 % de la production électrique d'un État membre est d'origine « renouvelable ». Ce dernier critère correspondant à un seuil d'intensité carbone équivalent à 65 grammes de CO<sub>2</sub>eq/kWh d'électricité produit, que seules la France et la Suède, grâce à leurs capacités hydroélectriques, renouvelables ainsi que... nucléaires, atteignent.

### III) – L'énergie nucléaire, ou la pomme de discorde européenne

L'expression « pomme de discorde » trouve son origine dans l'Antiquité, faisant référence à une dispute opposant plusieurs divinités grecques sur le mont Olympe, dont la principale conséquence fut *in fine* le déclenchement de la guerre de Troie. De nos jours, parler de « pomme de discorde » permet de caractériser **un sujet pouvant dégénérer en conflit : quel meilleur exemple, sur la scène politique européenne, que la place du nucléaire dans la transition énergétique du continent ?** Si le développement des énergies renouvelables fait consensus parmi les Vingt-Sept, les épisodes évoqués en amont de la **taxonomie « verte »** ou plus récemment du **Net Zero Industry Act** offrent un aperçu des négociations à couteaux tirés que peut susciter l'atome.

Pour déterminer le potentiel rôle à jouer de l'énergie nucléaire dans une Europe climatiquement neutre en 2050, il convient dans un premier temps de revenir sur les promesses et défis technologiques rencontrés par cette source d'énergie.

## A) – Promesses et défis technologiques de l'atome

### 1) – L'aggiornamento de la filière : le nouveau nucléaire

« Il est vrai que la France n'a pas été très favorisée par la nature en matière de ressources énergétiques. Nous n'avons presque pas de pétrole sur notre territoire, nous avons beaucoup moins de charbon que l'Angleterre et l'Allemagne, et moins de gaz que la Hollande. [...] Notre grande chance est notre énergie électrique d'origine nucléaire »<sup>299</sup>, déclarait le 6 mars 1974 l'ancien Premier ministre français Pierre Messmer, lors d'une intervention à la télévision, pour présenter sa politique énergétique en réaction au premier choc pétrolier, déclenché l'année précédente par l'embargo de l'OPEP. En annonçant un plan – éponyme avec la postérité – visant à construire 13 centrales d'une capacité de 1000 MWe chacune, l'ancien élu alsacien décida d'engager résolument la France sur la voie du nucléaire civil, 14 ans après avoir acquis sa force de dissuasion (« Gerboise bleue », 1960). Un programme de nucléaire civil dont les motivations peuvent se résumer à l'adage suivant, en vogue à l'époque : « *En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées* ». 25 ans plus tard, en 1999, le raccordement au réseau du deuxième réacteur de la centrale de Civaux (Vienne) permit d'achever la construction du parc, avec 58 réacteurs de la filière REP<sup>300</sup> assurant cette année-là 76 % de la production électrique française<sup>301</sup>.

Cette première phase fut progressivement qualifiée de « **nucléaire historique** » en opposition au « **nouveau nucléaire** », expression symbolisant le renouveau technologique de la filière, engagé depuis plusieurs années. Un renouveau concrétisé par plusieurs technologies en développement, au premier rang desquelles les petits réacteurs modulaires, ou *Small Modular Reactor* (SMR).

---

<sup>299</sup> Interview du Premier ministre Pierre Messmer au journal de 20 heures par Jean-Marie Cavada, 06/03/1974.

<sup>300</sup> Réacteur à eau pressurisé (REP).

<sup>301</sup> DÄNZER-KANTOF Boris & TORRES Félix, *L'Énergie de la France. De Zoé aux EPR, l'histoire du programme nucléaire*, Éditions François Bourin, 2013, 703 p.

### 1.1) – Les *Small Modular Reactor* (SMR)

Parmi l'ensemble des technologies du nouveau nucléaire, les SMR apparaissent comme la solution la plus prometteuse. **Concrètement, il s'agit de versions miniaturisées des réacteurs actuels, dont l'immense atout serait d'avoir une conception standardisée permettant une fabrication en série, synonyme de réduction des coûts.** Autrement dit, plutôt que de devoir engager des projets d'envergure de construction de centrales nucléaires sur plusieurs années, déployer des SMR offrirait un gain de temps considérable, grâce à la production en usine et à un transport rapide sur site. La puissance de ces unités, de l'ordre de quelques centaines de MWe (plus faible que les réacteurs existants) et leur taille réduite offre une **solution technique adaptée au remplacement des centrales thermiques situées dans des régions isolées.** En outre, les SMR n'ont pas uniquement vocation à produire de l'électricité pour le réseau : **la production de chaleur peut permettre de décarboner les industries lourdes** (sidérurgie, métallurgie, chimie) actuellement dépendantes des combustibles fossiles solides. À cela s'ajoute la potentielle production massive **d'hydrogène décarboné**, si un SMR est déployé à proximité d'électrolyseurs, ou encore de **carburants de synthèse.**

Les multiples atouts de cette technologie sont recherchés par **plusieurs États cherchant à répondre à leurs besoins de décarbonation.** En Europe de l'Est, la Bulgarie, l'Estonie, la Roumanie, la Pologne, la République tchèque ou encore la Serbie ont d'ores et déjà annoncé leur intention d'acquérir plusieurs de ces réacteurs. En France, le plan « France 2030 » consacre une place de choix au nouveau nucléaire, avec une attention particulière accordée aux SMR.

**Pour répondre à la demande naissante, la concurrence internationale tourne à plein régime :** de premiers projets industriels voient le jour, y compris en Europe. Aux États-Unis, les crédits alloués par l'IRA pour le nucléaire<sup>302</sup> (cf. figure 64) ont permis de soutenir les efforts de la filière locale, menée par Westinghouse, pour proposer un prototype de SMR à horizon

---

<sup>302</sup> 30 milliards de dollars consacrés à la filière nucléaire, dont sept milliards en recherche et développement sur les réacteurs avancés (incluant les SMR).

2030. À cela s'ajoute la diplomatie active et le soutien financier de Washington – au travers de prêts octroyés – pour les projets nucléaires américains en Europe, notamment en Roumanie et en Pologne<sup>303</sup>. Ce qui n'est pas, naturellement, sans susciter le **risque d'une nouvelle dépendance énergétique aux technologies nucléaires américaines pour l'Union...**

**Toutefois, des projets européens de SMR sont également en cours d'élaboration.** Au Royaume-Uni, Rolls-Royce travaille sur un prototype d'une puissance de 470 MWe. Toutefois, l'initiative la plus avancée semble être celle du français Nuward. Cette filiale du groupe EDF développe un SMR de 170 MWe, basé sur la technologie des réacteurs de troisième génération EPR<sup>304</sup>, ambitionnant de remplacer les centrales à charbon encore en activité dans l'UE. Nuward ambitionne de démarrer son premier SMR d'ici 2035, avant d'en produire des dizaines pour 2050.

**Ces SMR européens pâtissent cependant de l'absence d'un soutien communautaire.** Au sujet du Net Zero Industry Act, reléguant les SMR dans la catégorie des « technologies nette zéro de second rang » (leur accordant un soutien limité), Renaud Crassous, PDG de Nuward, parle « *d'encore un raté* »<sup>305</sup>. Ce dernier plaide pour une harmonisation de certaines normes de sûreté et de conception au niveau européen, pour faciliter le développement des projets. Néanmoins, **la Commission s'est montrée jusqu'à présent peu réceptive aux sollicitations de la filière**, ne souhaitant probablement pas revivre les débats houleux de l'adoption de la taxonomie « verte » ou plus récemment du NZIA... Déléguant ainsi aux États membres nucléophiles la responsabilité du soutien aux projets de SMR (et nucléaires en général), **sans bénéficier de mesures communautaires, à l'image d'un assouplissement des aides d'État**, qui serait d'autant plus intéressant pour une industrie aussi capitaliste que le nucléaire.

---

<sup>303</sup> La Roumanie a déjà annoncé en novembre 2022 un accord financier avec les États-Unis pour la construction de deux nouveaux réacteurs à la centrale de Cernavodă, au bord du Danube. Un succès d'autant plus important pour la diplomatie nucléaire américaine que Bucarest était auparavant engagé avec CGN (China General Nuclear Power Corporation), avant de rompre le contrat avec Pékin en 2020, sur fond de méfiance vis-à-vis de la Chine. Quant à la Pologne, elle a choisi en octobre dernier de contracter avec Westinghouse pour la construction des six premiers réacteurs de son programme civil, au détriment des EPR d'EDF.

<sup>304</sup> En activité à Olkiluoto (Finlande), à Taishan (Chine), et en cours d'achèvement à Flamanville (France).

<sup>305</sup> Interview du PDG de Nuward Renaud Crassous dans le média [Euractiv](#), 26/06/2023.

## 1.2) – La quatrième génération de réacteurs pour fermer le cycle du combustible

Si les premiers SMR, annoncés pour la décennie 2030, commencent à éveiller de premiers intérêts en Europe – sans pouvoir compter sur le soutien direct de l'Union – la quatrième génération de réacteurs, **encore à l'état de projet, attise également les convoitises.**

### **ENCADRÉ 12 – LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES DE QUATRIÈME GÉNÉRATION**

Il est primordial de distinguer les « générations » des « filières » de réacteurs nucléaires. Les **générations** sont établies selon des critères d'exigences spécifiques à chaque époque, et peuvent contenir des réacteurs de différentes filières. Par exemple, les réacteurs actuellement en activité dans le parc française sont issus de la deuxième génération (années 1970-1990). Les réacteurs EPR (EDF), AP1000 (Westinghouse), VVER-1200 (Rosatom), HPR-1000 (CNNC/CGN) ou encore les SMR appartiennent à la troisième génération, introduisant de nouvelles technologies et normes de sécurité.

Les **filières** représentant un choix d'option technologiques au sein d'une même génération : type de combustible, fluide caloporteur (utilisé pour transférer la chaleur : eau lourde/légère, sodium...), modérateur (graphite, aucun, etc.). Par exemple, le parc français est composé uniquement de la filière REP (réacteurs à eau pressurisé).

La quatrième génération de réacteurs ambitionne **d'atteindre le potentiel maximal de la fission nucléaire, en fermant le cycle du combustible** (les déchets étant éliminés ou réutilisés pour produire du nouveau combustible), et **en renforçant la sécurité des installations.**

Depuis le forum international Génération IV, réuni en 2001 à l'initiative du Département de l'Énergie des États-Unis, six filières de réacteurs de quatrième génération se sont imposées :

#### **1) - RÉACTEURS À NEUTRONS RAPIDES (RNR, RNR-Na, RNR-Pb, RNR-gaz)**

Cette option est la plus connue en France. Plusieurs projets pilotes ont été menés depuis la seconde moitié du XX<sup>ème</sup> siècle (Rapsodie, Phénix, Superphénix, ASTRID).

Leur fonctionnement, comme leur nom l'indique, repose sur une **vitesse accrue des neutrons utilisés dans la réaction de fission** pour briser les atomes d'uranium, grâce à l'absence de modérateur : passant de 4000 à 20000km/s (!), les neutrons parviendraient à brûler les matériaux les plus radioactifs, permettant d'éliminer les déchets.

**Trois technologies de RNR coexistent** : celles à caloporteur sodium liquide (RNR-Na), utilisant un alliage de plomb (RNR-Pb), ou du gaz (hélium, RNR-gaz). Par exemple, le réacteur ASTRID, en France, fonctionnait avec du sodium, une ressource difficile à manipuler mais n'étant pas corrosive, à la différence de l'eau.

En revanche, la baisse des prix de l'uranium (réduisant l'intérêt du recyclage) a poussé le gouvernement français à cesser le projet, en 2019. La technologie des RNR est d'ores et déjà exploitée en Russie (deux réacteurs RNR-Pb en Sibérie) ainsi qu'en Chine (démarrage prévu du premier RNR-Na en 2023).

## **2) - RÉACTEURS À SELS FONDUS (MSR)**

Cette technologie permet de **dissoudre le combustible nucléaire et les déchets au sein des sels fondus** (fluorure/chlorure) parcourant le cœur du réacteur en continu. Les sels fondus jouent le rôle de caloporteur.

Rosatom a commencé la construction d'un premier MSR fin 2019, tandis que la Chine ambitionne de démarrer la mise en service commerciale d'un prototype pour la fin de la décennie. Aux États-Unis, TerraPower, une start-up cofondée par Bill Gates, vise un premier réacteur expérimental en 2026, et un réacteur commercial compact en 2030.

## **3) - RÉACTEURS À TRÈS HAUTE TEMPÉRATURE (HTGR)**

Ces réacteurs ambitionnent de fournir **une chaleur importante** (500-800°C) **nécessaire à la décarbonation de l'industrie lourde** (hydrogène, sidérurgie, chimie, etc.). Des fluides caloporteurs ultra-performants (comme l'hélium) permettent l'alimentation en chaleur.

Deux réacteurs HTGR sont en service en Chine, tandis que plusieurs start-ups occidentales sont engagées sur des projets analogues (X-Energy aux États-Unis, Jimmy Energy en France, etc.).

## **4) - RÉACTEURS À EAU SUPERCRITIQUE (SCWR)**

Cette dernière technologie utilise **encore de l'eau comme fluide caloporteur, mais à l'état supercritique** (très forte pression et température), pour optimiser le rendement du réacteur.

En permettant la fermeture du cycle du combustible, les réacteurs de quatrième génération sont synonymes d'indépendance énergétique : les États détenteurs de cette technologie n'auraient plus à se préoccuper de la gestion des déchets et de leur approvisionnement en minerai d'uranium. Un dernier aspect d'autant plus intéressant dans le contexte géopolitique actuel, où les tensions avec la Russie (en raison de la guerre en Ukraine) ainsi que la multiplication des projets de centrales dans les pays émergents risquent de tendre le marché mondial de l'uranium.

À cet égard, c'est dans ce même esprit de conquête de la souveraineté énergétique que la France avait lancé le plan Messmer à partir de 1974<sup>306</sup>, pour ne plus dépendre autant des hydrocarbures extraits au Moyen-Orient. Il est **d'autant plus regrettable, à cet égard, d'avoir cessé le projet ASTRID en 2019**<sup>307</sup>, entravant les progrès de la filière française dans les technologies de quatrième génération. Cette décision a notamment été dénoncée dans le rapport final de commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France »<sup>308</sup>.

Toutefois, si les promesses technologies apportées par la quatrième génération de réacteurs sont alléchantes, **elles ne peuvent constituer qu'une réponse partielle au défi de décarbonation du mix électrique** nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Pour une raison simple, d'ordre temporel : ces réacteurs ne devraient **pas atteindre la maturité suffisante pour un déploiement à l'échelle commerciale avant... la décennie 2050** (soit plus tard que la généralisation attendue des SMR). Ce qui, pour tenir les objectifs climatiques, sera probablement trop tard. Néanmoins, ces technologies méritent de voir leur développement poursuivi, **dans l'espoir d'éventuelles innovations de rupture dont toute la filière nucléaire pourrait bénéficier.**

### 1.3) – La fusion nucléaire, le « Graal des énergéticiens » ?

Une dernière technologie appartenant au nouveau nucléaire mérite qu'on s'y attarde : la fusion nucléaire. Tandis que les réacteurs de quatrième génération ambitionnent de **maximiser le potentiel de la fission nucléaire, le maîtrise de la fusion nucléaire permettrait un changement de dimension** : la promesse d'une énergie infinie, propre, et renouvelable. Sur le plan physique, la fusion correspond à l'inverse de la fission. Cette dernière consiste à

---

<sup>306</sup> Rappelons qu'en 1974, au sein du gouvernement français, la question environnementale était reléguée à un secrétariat d'État chargé de l'Environnement, lui-même absorbé au sein d'un ministère des Affaires culturelles et de l'Environnement. Un élément supplémentaire indiquant que le parc nucléaire français fut principalement construit pour des motivations de souveraineté énergétique, et non de protection du climat...

<sup>307</sup> La décision du gouvernement de Lionel Jospin, en 1997, d'arrêter le démonstrateur industriel Superphénix est tout autant regrettable.

<sup>308</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, ARMAND Antoine (rapporteur), *Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*, Paris, 30/03/2023, 490 p.

« briser » le noyau d'atomes lourds<sup>309</sup> en les bombardant de neutrons dans le cœur d'un réacteur nucléaire, déclenchant une réaction de fission en chaîne, générant la chaleur utilisée pour produire de l'électricité. En opposition, la fusion – comme son nom l'indique – consiste à faire fusionner les noyaux d'atomes légers<sup>310</sup>, en les portant à une température incroyablement élevée (150 millions de degrés, soit... 15 fois la température au cœur du soleil), déclenchant à son tour une réaction en chaîne, permettant la production d'électricité.

L'approvisionnement du premier carburant de cette réaction, le deutérium, ne pose pas de problème, étant naturellement présent dans l'eau de mer. Cependant, pour le tritium, la situation est autrement plus complexe : les réserves mondiales de la ressource sont seulement d'une vingtaine de kilos, alors qu'un prototype de réacteur à fusion tel qu'ITER nécessiterait plus de 200 kilos de tritium par an pour fonctionner. Toutefois, les scientifiques estiment qu'une fois la réaction de fusion en chaîne enclenchée, l'insertion de lithium dans le réacteur permettra de reproduire du tritium, garantissant la pérennité du système. À signaler, enfin, que la fusion nucléaire en tant que tel existe d'ores et déjà : aussi bien au cœur des étoiles (comme le soleil) que sur Terre, dans les bombes thermonucléaires.

Lancés dans une course à l'énergie propre et infinie, plusieurs projets industriels sont en cours de développement. Aux États-Unis, la *National Ignition Facility* (NIF), en Californie, est parvenue en décembre 2022 – pour la première fois – à forcer la fusion de deux atomes légers, tout en récupérant davantage d'énergie par la réaction (3,15 MJ) que celle consommée pour la déclencher (2,05 MJ). Une percée majeure, quand la première expérience de fusion, en août 2021, avait dépensé davantage d'énergie (1,92 MJ) qu'elle n'avait pu en récupérer (1,37 MJ). Mais qu'il convient néanmoins de relativiser : dans leurs calculs, les scientifiques américains n'ont pas pris en compte les 300 mégajoules d'énergie nécessaires à la fabrication des 192 lasers utilisés pour chauffer les atomes légers. En Europe, le démonstrateur expérimental JET, construit à proximité d'Oxford, est parvenu à un résultat

---

<sup>309</sup> Uranium 235, plutonium 239, ou encore du thorium 232.

<sup>310</sup> En l'occurrence, des isotopes (atomes ayant le même nombre de protons dans leur noyau) de l'hydrogène : le deutérium et le tritium.

similaire à son homologue américain, réussissant en février 2022 à produire l'équivalent de 10 MW d'électricité durant cinq secondes, contre 16 MW durant 0,15 seconde en 1997.

**Le projet le plus abouti à l'heure actuelle est sans doute celui du réacteur international ITER** (*International Thermonuclear Experimental Reactor*, ou réacteur thermonucléaire expérimental international), **construit à Cadarache, dans le sud de la France**. L'idée d'une collaboration internationale étendue dans le domaine de la fusion nucléaire trouve son origine durant le sommet de Genève (novembre 1985) réunissant les deux dirigeants les plus puissants du globe pour l'époque : le Président des États-Unis Ronald Reagan et son homologue soviétique Mikhaïl Gorbatchev. Deux décennies plus tard, le projet ITER fut lancé en 2007, réunissant les États membres de l'UE, le Royaume-Uni, la Suisse, les États-Unis, l'Inde, le Japon, la Corée du Sud, la Chine, ainsi que... la Russie, sur laquelle nous reviendrons.

**Concernant son fonctionnement, ITER s'appuie sur un tokamak** : il s'agit d'un dispositif en forme de bobine, au sein duquel des champs magnétiques intenses permettent de confiner la matière, dont les atomes légers – sous l'effet de la chaleur – sont contraints de fusionner. À l'origine, le projet ambitionnait de parvenir à une première réaction de fusion en 2016, avant de voir cette échéance repoussée en 2025, puis... à horizon 2030. **Comment expliquer un tel retard ?** Comme l'évoquait l'ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique Yves Bréchet<sup>311</sup>, **le nucléaire est une industrie conservatrice : l'exigence de sûreté prime avant tout**, ce qui peut expliquer le retard accumulé sur certains chantiers, pas seulement celui d'ITER (EPR de Flamanville et d'Olkiluoto, etc.). L'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN), en charge des contrôles relatifs à ITER, a refusé en janvier 2022 de lever le troisième point d'arrêt<sup>312</sup> sur l'avancée des travaux, en adressant à l'organisation une liste de points techniques à vérifier<sup>313</sup>. Symbole des déboires accumulés par le projet : en novembre dernier, la direction d'ITER a annoncé devoir démanteler les trois premiers modules composant le tokamak, en raison de dimensions non conformes. En dépit du fait que ces modules aient pris... trois années à être

---

<sup>311</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Yves BRÉCHET, Ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique et Membre de l'Académie des sciences*, Paris, 29/11/2022.

<sup>312</sup> En 2012, lorsque l'ASN a autorisé le démarrage des travaux d'ITER, trois points d'étape (ou « point d'arrêt ») ont été établis pour vérifier le respect des exigences de sûreté tout au long du chantier.

<sup>313</sup> Réponse apportée à des défauts de conception, impact des radiations sur l'installation, démonstrations sur la tenue de l'installation en cas de séisme, etc.

assemblés. En outre, **la partie européenne d'ITER (agence *Fusion For Energy*, sous l'autorité d'Euratom) a connu plusieurs tensions en interne** – culminant avec le suicide d'un ingénieur en mai 2021 – les salariés étant mis sous pression pour tenir le calendrier. Dans son rapport de 2021 consacré aux entreprises communes de l'Union<sup>314</sup>, **la Cour des comptes européenne s'est alarmée du risque de dérapage budgétaire** en cas de sous-estimation des risques de retard.

À l'aune de la guerre en Ukraine, **une dernière difficulté entre en jeu : la place de la Russie dans le projet**. L'industrie nucléaire russe est toujours engagée au sein d'ITER : Rosatom a envoyé en novembre 2022 à destination de la France un des aimants requis pour l'assemblage du tokamak. En raison des sanctions européennes barrant l'accès des navires russes aux ports européens, la livraison avait dû être retardée. Outre le plan industriel, la Russie participe toujours au financement d'ITER, à hauteur de 9,1 %. Son maintien au sein d'ITER symbolise, si besoin en était, **la prépondérance de l'industrie nucléaire russe à l'international**, évoquée dans le deuxième chapitre.

En définitive, si les promesses technologiques de la fusion sont établies en théorie, sur le plan pratique, il paraît irréaliste de penser que cette énergie apportera à court-terme un soutien déterminant à l'Union – et au monde – pour faciliter les efforts de transition énergétique. Le problème est identique à celui des réacteurs de quatrième génération : leur déploiement des réacteurs à fusion nucléaire à une cadence industrielle, susceptible de contribuer efficacement à la réduction des émissions, **risque d'arriver beaucoup trop tard pour tenir nos engagements climatiques**.

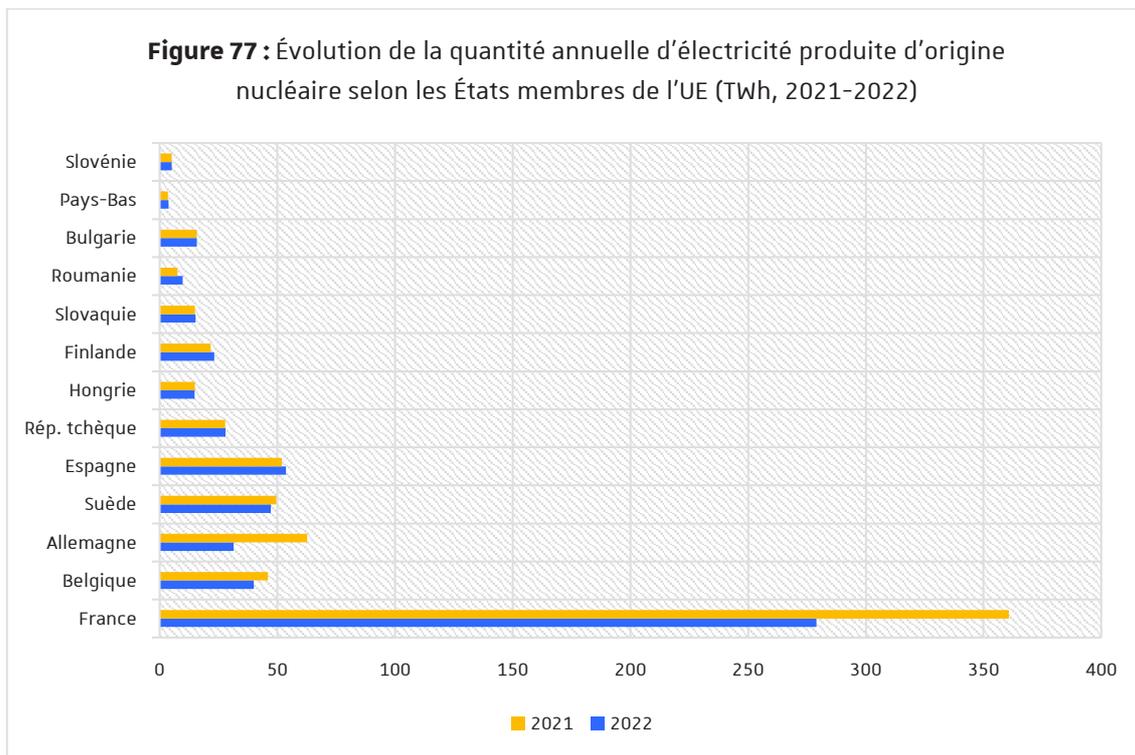
## **2) – Plusieurs défis industriels et technologiques**

Les quelques paragraphes précédents ont pu offrir un aperçu sur le potentiel technologique futur de l'énergie nucléaire, tout en révélant de premières failles risquant d'entraver celui-ci (absence de soutien communautaire aux SMR en Europe, échéances à trop long-terme pour la quatrième génération et la fusion). **C'est sans compter sur les autres défis**

---

<sup>314</sup> COUR DES COMPTES EUROPÉENNE, *Rapport annuel sur les entreprises communes de l'UE relatif à l'exercice 2021*, 09/2022.

industriels et technologiques que la filière nucléaire va devoir surmonter dans les années à venir, pour participer activement à la transition énergétique de l'Union. Entre des crises imprévues – à l'image de la corrosion sous contrainte en France – des arrêts ponctuels de centrales pendant les épisodes de sécheresse (Roumanie, France, Belgique, etc.), le vieillissement du parc existant, ou encore les pertes de compétences perturbant la filière, les sujets ne manquent pas.



Source des données : RTE, ENTSO-E, Energy Charts

**LÉGENDE**

À noter, dans les cas de l'Allemagne et de la Belgique, que la réduction de leur production est liée à la fermeture de leurs réacteurs, dans le cadre de leurs plans respectifs de sortie du nucléaire.

**2.1) – Perte de compétence de la filière et reconquête d'une souveraineté industrielle**

Dès 2019, l'Autorité de sûreté nucléaire française alertait les autorités publiques sur le risque d'une perte de compétences massive des acteurs industriels de la filière nucléaire française, appelant à un « *ressaisissement collectif et stratégique de la filière autour de la*

*formation professionnelle et des compétences industrielles d'exécution* »<sup>315</sup>. Un avertissement cinglant, deux ans avant l'apparition du phénomène de corrosion sous contrainte<sup>316</sup> (fin 2021) et les retards de maintenance accumulés en raison de la pandémie de Covid-19. Dans son rapport annuel pour l'année 2018<sup>317</sup>, l'ASN pointait des difficultés nouvelles, y compris sur des opérations basiques d'entretien : génie civil, travaux électromagnétiques, contrôles non destructifs, etc. Une situation préoccupante, relevant pourtant d'une réalité prévisible : **sans entretien adéquat, les compétences humaines comme les centrales nucléaires vieillissent avec le temps.**

Quelques années plus tard, les effets de cette perte de compétence de la filière ont été révélés au grand jour. Confrontée à l'apparition du phénomène de corrosion sous contrainte (fin 2021-début 2023), alors que ses équipes étaient déjà mobilisées pour rattraper les retards de maintenance, EDF, sous pression du gouvernement français, n'a eu d'autre choix que de se tourner vers la sous-traitance d'origine étrangère. Quitte à devoir contracter avec ses propres concurrents, payés grassement : ainsi, des équipes entières de soudeurs américains et canadiens travaillant pour Westinghouse et des sociétés annexes ont été dépêchées en France durant l'année 2022, pour remettre en état de fonctionnement un maximum de réacteurs, dans l'espoir d'apaiser les prix de l'électricité alors en pleine envolée. EDF espérait dans un premier temps pouvoir compter sur son propre tissu de sous-traitants français et européens : or, ces entreprises, affectées par les effets de la perte de compétence (réduction des effectifs disponibles, productivité moindre) étaient tout simplement incapables de satisfaire leur mission.

**Comment expliquer ce désaveu soudain pour la filière française, se retrouvant dépendante à des équipes étrangères pour assurer l'entretien des centrales existantes ?** La cause principale est liée à l'absence de construction récente de réacteur : par rapport à l'alerte de

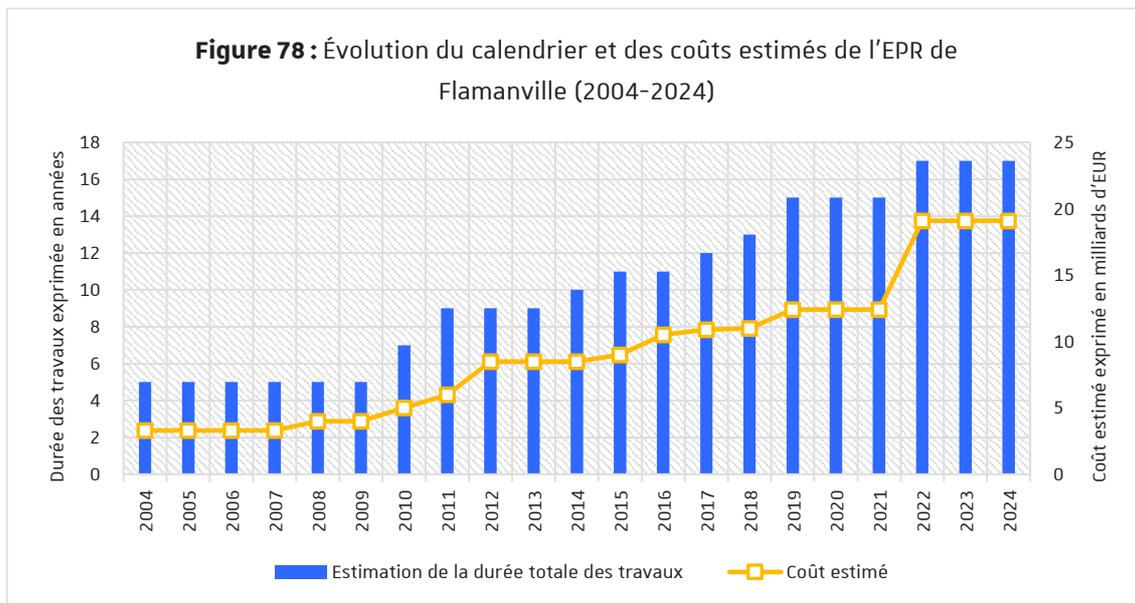
---

<sup>315</sup> AUTORITÉ DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE, *Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2018*, 16/05/2019.

<sup>316</sup> Rappelons la définition de ce phénomène, cité en introduction : selon Cédric Lewandowski (directeur exécutif d'EDF en charge du parc nucléaire et thermique), la corrosion sous contrainte s'exprime par l'apparition de microfissures dans les circuits auxiliaires au circuit primaire de refroidissement des centrales. L'apparition de ces microfissures résulte d'un phénomène complexe, lié à une série d'interactions entre le design des tuyauteries, les types d'acier utilisés et de soudures réalisées, ainsi que la chimie et la température de l'eau passant dans les tuyauteries mises en cause.

<sup>317</sup> Ibidem.

l'ASN (2019), le dernier réacteur entré en service commercial (Civaux-2) le fut en 2002, soit une quinzaine d'années auparavant. Les déboires et reports successifs du chantier de l'EPR de Flamanville<sup>318</sup> (2007-2024 ?) symbolisent cette perte de compétence dans la construction de nouveaux réacteurs<sup>319</sup>.



Source des données : EDF

#### LÉGENDE

Clé de lecture : en 2022, pour un démarrage effectif des travaux en 2007, EDF estime la durée totale du chantier à 17 ans (soit un achèvement en 2024) pour un montant total de 19,1 milliards d'euros, contre 3,3 milliards envisagés en 2007.

À cela s'ajoute **plusieurs mauvais signaux envoyés par les décideurs politiques sur l'avenir de la filière** : la loi sur la transition énergétique votée en 2015 sous la Présidence de François Hollande comprenait une limite de 50 % du nucléaire dans la production électrique française d'ici 2025<sup>320</sup>, ce qui impliquait la fermeture de plusieurs réacteurs, outre ceux de la centrale de Fessenheim (fermeture définitive en juin 2020). **Comment peut-on inciter la jeunesse et les travailleurs de la filière à se former davantage avec un tel signal politique envoyé ?** Enfin, la

<sup>318</sup> Annoncé en 2004, officiellement lancé en 2007 pour une mise en service espérée en 2012, le budget initial de l'EPR de Flamanville était évalué à 3,3 milliards d'euros. 15 ans plus tard, en décembre 2022, EDF annonçait un énième report, pour une mise en service début 2024 avec un budget final atteignant les 19 milliards d'euros révolus...

<sup>319</sup> Cf. rapport de Jean-Martin Folz, ancien PDG de PSA, *La construction de l'EPR de Flamanville*, 10/2019.

<sup>320</sup> Une échéance ramenée à 2035 en 2018, sous la Présidence d'Emmanuel Macron.

dernière difficulté expliquant la perte de compétence a trait à la structure même du tissu industriel français : si les grandes sociétés (EDF, Framatome, Orano, etc.) sont relativement parvenues à compenser les départs en retraite en formant de nouveaux personnels, **la sous-traitance, comprenant une majorité de TPE/PME, n'a pas eu les mêmes facilités, désertant la filière par manque de perspectives.**

Toutefois, plusieurs signaux laissent entendre que la filière s'est « ressaisie », pour reprendre l'expression employée par l'ASN en 2019. Tout d'abord, **une impulsion politique positive est revenue**, avec le discours de Belfort d'Emmanuel Macron (février 2022) annonçant la commande de six EPR 2, une version simplifiée de l'EPR prenant compte des retours d'expérience des chantiers calamiteux de Flamanville et d'Olkiluoto. Par ailleurs, la filière nucléaire française, du plus grand groupe à la petite entreprise de sous-traitance, s'est réunie depuis 2018 sous la bannière du GIFEN (Groupement des industriels français pour l'énergie nucléaire) pour renforcer sa cohésion et développer des synergies. Sur le terrain, pour retrouver les compétences perdues, **plusieurs projets de formation professionnelle émergent** : le dernier en date, une haute école de soudure baptisée « Hefais » (en référence au dieu grec de la forge et du métal, Héphaïstos), construite à proximité de l'EPR de Flamanville, fut inaugurée l'an dernier. Dotée d'un budget de 12 milliards d'euros, elle permettra aux aspirants soudeurs de se former sur des reconstitutions de leurs futurs environnements de travail (tenues, températures). Enfin, la remise du rapport « MATCH » préparé par le GIFEN au gouvernement, en avril 2023, vise à résoudre définitivement le problème de la perte de compétence, prérequis indispensable au programme de construction des prochains EPR 2.

Par ailleurs, **le développement des activités nucléaires sur le territoire contribuera significativement au retour des compétences, tout en contribuant à la souveraineté industrielle nucléaire européenne.** Le rachat par EDF, en février 2021, des activités nucléaires détenues par l'américain General Electric, comprenant les turbines « Arabelle » produites à Belfort (utilisées dans les réacteurs français et possiblement dans les futurs EPR 2 et SMR) s'inscrit dans cette démarche. **La filière tout entière aurait intérêt à s'intéresser aux quelques activités ayant échappé à la perte de compétence** : par exemple, Orano et Urenco sont

parvenues à maintenir le capital humain des activités de fabrication de centrifugeuses (utilisées pour enrichir l'uranium naturel) par un rythme de commandes régulières<sup>321</sup>. En outre, un projet comme celui porté par Orano, visant à développer ses capacités d'enrichissement d'uranium dans son usine Georges Besse 2 au Tricastin, est intéressant à un double égard : **il contribue au maintien des compétences de la filière, tout en répondant aux enjeux de souveraineté technologique**, sur une activité où l'industrie nucléaire russe occupe une place prépondérante.

**Figure 79** : Prévisions sur la répartition des capacités mondiales d'enrichissement de l'uranium selon l'entité concernée (UTS, 2020-2030)

| Pays   | Entité  | 2020  | 2025  | 2030  |
|--|---------|-------|-------|-------|
| Russie                                       | Rosatom | 27700 | 26200 | 24800 |
| Chine  | CNNC    | 6300  | 11000 | 17000 |
| Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni, États-Unis | Urenco  | 18600 | 17300 | 16300 |
| France                                       | Orano   | 7500  | 7500* | 7500* |
| Autres                                       | /       | 66    | 375   | 525   |

Source des données : World Nuclear Association

#### LÉGENDE

Les capacités d'enrichissement de l'uranium sont mesurées en unités de travail de séparation (UTS), soit le nombre de centrifugeuses permettant d'enrichir l'uranium en activité.

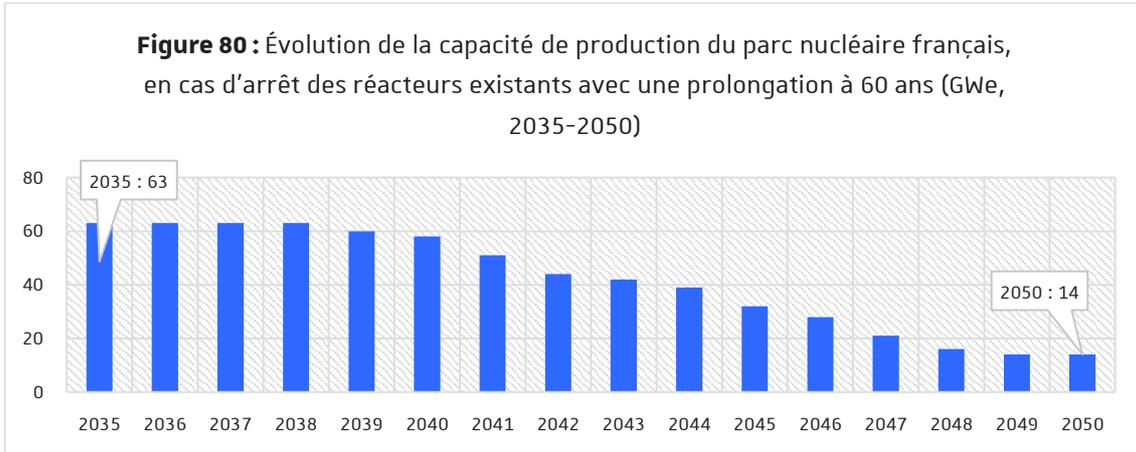
Pour Orano, le signe « \* » signifie que ses capacités d'enrichissement devraient augmenter, selon l'avancement du projet d'extension de l'usine Georges Besse 2 au Tricastin.

## 2.2) – La prolongation des centrales existantes face à « l'effet falaise »

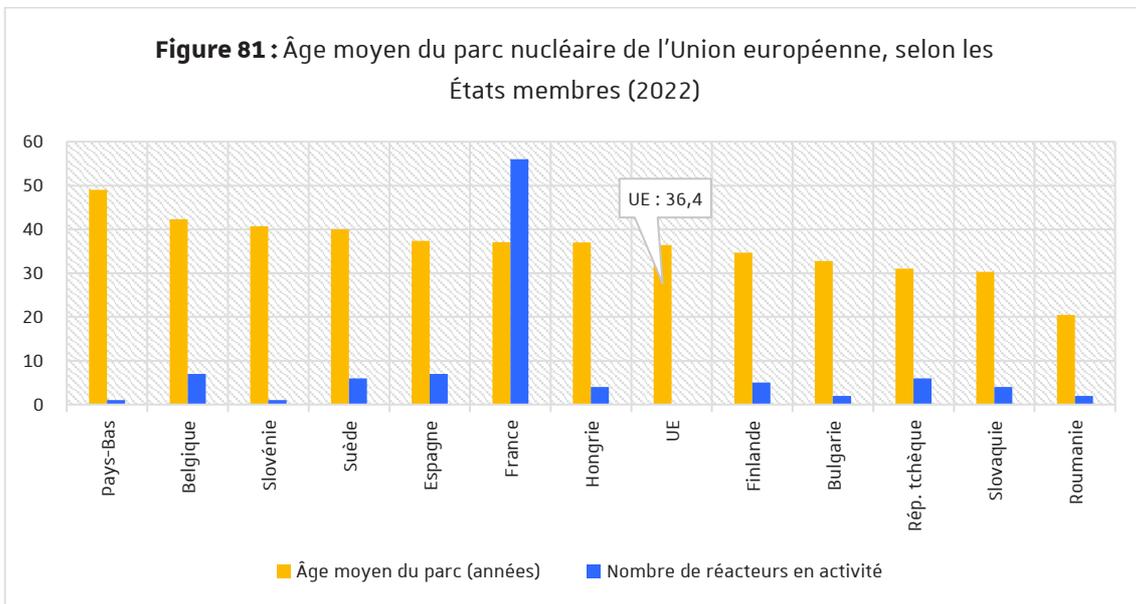
**Le deuxième enjeu technique à surmonter a des allures de contre-la-montre :** réussir à prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes<sup>322</sup>, pour éviter « l'effet falaise », induit par l'arrêt de nombreux réacteurs dans un intervalle temporel rapproché.

<sup>321</sup> Orano et Urenco partagent la technologie de centrifugation au sein de la co-entreprise ETC.

<sup>322</sup> La durée de vie d'un réacteur nucléaire dépend de sa pièce maîtresse, la cuve dans laquelle se produit la réaction de fission. Cette cuve étant située au cœur d'une centrale, elle est considérée comme irremplaçable (à moins de démanteler l'entièreté de



Source des données : EDF, Columbus Consulting



Source des données : World Nuclear Industry Status Report 2022

Dans le cas français, la grande majorité des réacteurs sont issus de la deuxième génération, et ont été construits entre les années 1970 et 1990. À la différence des crises ponctuelles comme celle de la corrosion sous contrainte, **le problème du vieillissement de la cuve est connu dès la construction du réacteur** : c'est pourquoi EDF travaille depuis 2008 sur un **programme de « Grand Carénage »**, consistant en une série de projets de prolongation de la durée de vie des réacteurs existants (40 à 50 ans, voire 60 ans). Concrètement, tous les dix ans, chaque unité fait l'objet d'une visite décennale pour étendre sa durée de vie d'une décennie supplémentaire.

l'installation), à la différence des autres composantes (tuyauteries, système de refroidissement, turbine, etc.). Concrètement, la durée de vie d'un réacteur correspond à la quantité de radiations que peut absorber la cuve sans être fragilisée.

Dans le cadre des visites décennales actuelles, selon Cédric Lewandowski, la quatrième (passage de 40 à 50 ans) nécessite cinq fois plus de travail et de financement que les précédentes, tant le défi industriel à relever est grand<sup>323</sup>.

En revanche, **plusieurs États parviennent ainsi à prolonger la durée de vie de leurs centrales sur plusieurs décennies supplémentaires.** Aux États-Unis, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC, équivalent de l'ASN en France) a autorisé six réacteurs à fonctionner jusqu'à... 80 ans ! Un signe d'espoir pour la filière française, les technologies des réacteurs REP américains étant comparables à celles utilisées dans leurs homologues français. C'est pourquoi, durant son audition parlementaire, Cédric Lewandowski avait jugé qu'il n'était « *pas tabou* » d'envisager une prolongation des réacteurs français jusqu'à cette échéance, en menant les travaux de modernisation nécessaires. En Finlande, une décision analogue a été annoncée par le gouvernement de Sanna Marin en février 2023 : la centrale de Loviisa, équipée de deux réacteurs VVER-440 conçus à l'époque soviétique (mis en service entre 1977 et 1980) aura la possibilité de produire de l'électricité jusqu'à ses... 70 ans ! Pour l'opérateur public Fortum, 300 millions d'euros d'investissements ont été engagés à cette fin. Ainsi, pour éviter à subir l'effet falaise – dans un contexte d'électrification des usages où la demande d'électricité va croître indéniablement – **la prolongation des centrales, en contrepartie de normes de sûreté strictes, semble inévitable dans l'attente éventuelle des réacteurs appartenant au nouveau nucléaire** (EPR 2 en France, par exemple).

### 2.3) – L'adaptation au dérèglement climatique

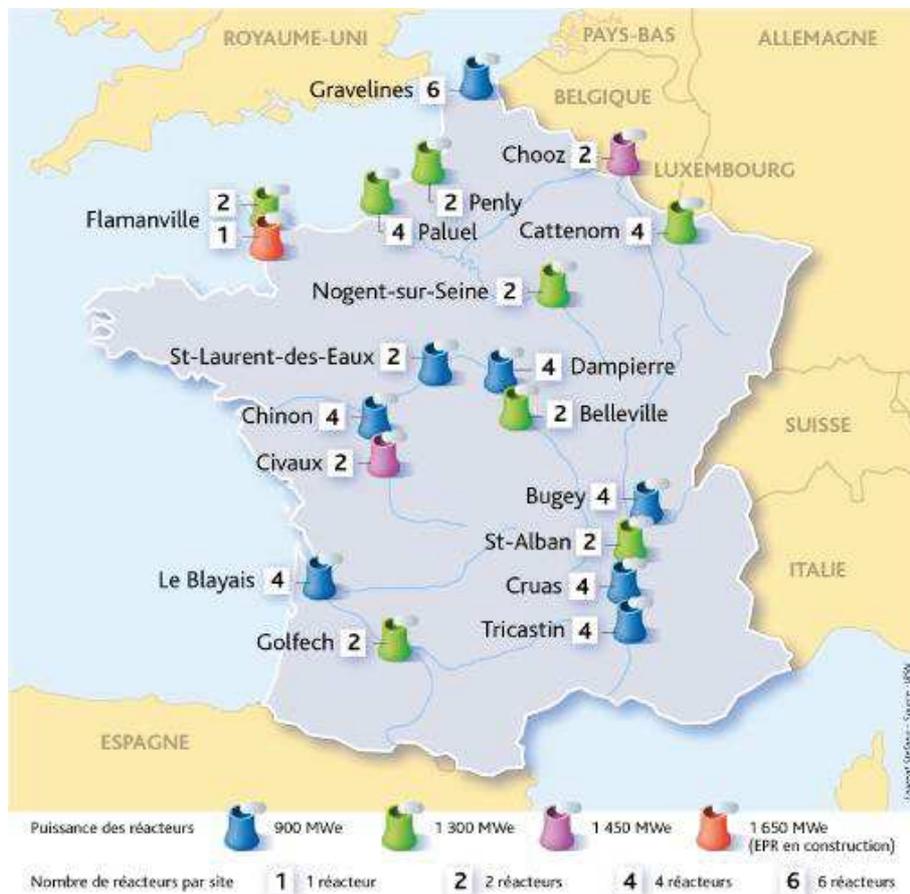
Quel est le point commun entre les centrales françaises de Saint-Alban, de Golfech, du Bugey, ou de Cernavodă en Roumanie ? Durant l'été dernier, **face à la sécheresse frappant toute l'Europe, elles ont été contraintes de réduire leur production, confrontées à une baisse du débit des cours d'eau avoisinants.** Un épisode ponctuel, pourtant amené à se

---

<sup>323</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Cédric LEWANDOWSKI, Directeur Exécutif Groupe EDF en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique*, Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Paris, 19/01/2023.

reproduire à l'avenir : le troisième défi technique de la filière nucléaire correspondant à l'adaptation des centrales existantes aux effets du dérèglement climatique.

**Figure 82 :** Carte du parc nucléaire français en activité (2023)



Source de l'infographie : [IRSN](#)

Tout d'abord, il convient de souligner que les centrales situées en bord de mer, par les volumes d'eau en présence, ne seront jamais affectées par une raréfaction de la ressource : ce qui correspond à 19 réacteurs<sup>324</sup> en France, soit environ un tiers du parc existant. C'est la raison pour laquelle la centrale de Barakah (Émirats Arabes Unis), bien que située en plein désert, fonctionne parfaitement, car alimentée par l'eau du golfe Persique. **Autrement dit, le problème porte sur les centrales restantes, toutes situées en bord de fleuve.** Une approche au cas par cas semble indispensable pour adapter leur technologie de refroidissement, de manière à réduire leur consommation d'eau. Elles peuvent être divisées en deux catégories :

<sup>324</sup> Si l'on inclut l'EPR de Flamanville en construction ainsi que les quatre réacteurs de la centrale du Blayais, située dans l'estuaire de la Gironde.

celles à proximité d'un fleuve à large débit (Rhône, Rhin, Seine), **fonctionnant en « circuit ouvert »** d'une part, celles localisées sur des cours d'eau à débit moindre (Garonne, Loire), **fonctionnant en « circuit fermé »** d'autre part.

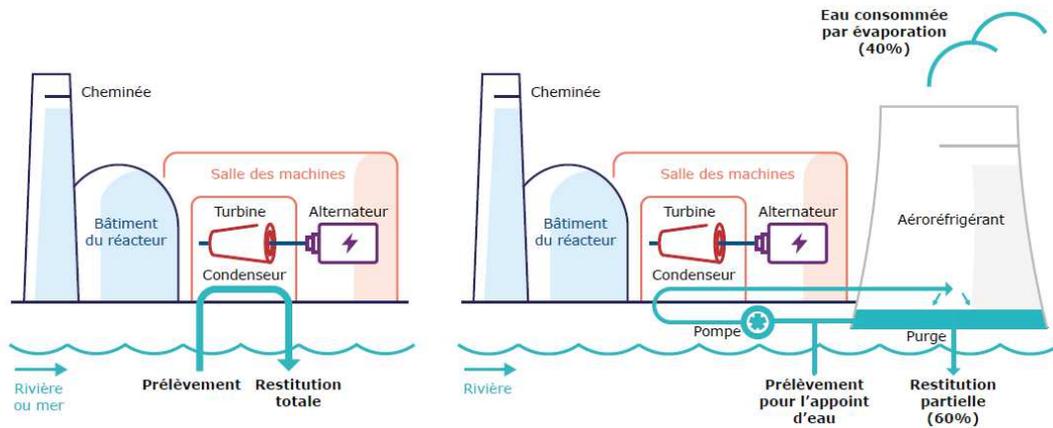
Pour les premières, la technologie de refroidissement en circuit ouvert nécessite un détournement d'environ 50 m<sup>3</sup> d'eau/seconde du fleuve avoisinant, dont 98 % sont ensuite rendus au milieu aquatique<sup>325</sup>, moyennant une augmentation de température entre 4°C et 8°C supplémentaires. À titre de comparaison, le débit moyen du Rhône (14 réacteurs concernés) s'établit entre 600 et 900 m<sup>3</sup> d'eau/seconde. Par conséquent, en temps normal, le volume d'eau réchauffé par une centrale est dilué dans le fleuve. **Toutefois, si ce système de refroidissement ne pose aucun problème de sûreté nucléaire, il peut en créer pour la biodiversité aquatique** : si le volume d'eau réchauffé n'est pas suffisamment dilué dans le fleuve – en cas de baisse du débit de celui-ci – la température globale du cours d'eau peut augmenter à proximité des sites de rejet, pouvant affecter les espèces vivantes sur place. L'ASN mène des contrôles réguliers à cet égard : c'est pourquoi, en juin 2022, alors que le débit du Rhône frappé par la sécheresse était passé à 330 m<sup>3</sup> d'eau/seconde à proximité de la centrale de Saint-Alban, l'autorité de surveillance a demandé à EDF de réduire sa production des trois quarts (de 1300 MWh à 300 MWh) durant six heures par jour, au plus fort des températures.

Pour la deuxième catégorie de centrales en bord de fleuve, celles-ci disposent d'un système de refroidissement en circuit fermé. Seuls 2 m<sup>3</sup>/seconde d'eau sont prélevés, cette technologie permettant d'assurer l'essentiel du refroidissement par les tours aéroréfrigérantes. Toutefois, l'eau prélevée du fleuve, évaporée, ne lui est pas entièrement restituée. **Ce système en circuit fermé, à l'international comme en France, fait d'ores et déjà ses preuves** : la plus grande centrale des États-Unis, située à Palo Verde en Arizona, fonctionne... en plein désert, grâce aux eaux usées de la ville de Phoenix, acheminées depuis 1976 par une conduite longue de 46 kilomètres.

---

<sup>325</sup> Données EDF. Les 2 % restants sont évacuées par les tours aéroréfrigérantes.

Figure 83 : Comparaison des systèmes de refroidissement en circuit ouvert et fermé



Source de l'infographie : RTE, EDF

En définitive, la question de l'adaptation des centrales existantes au dérèglement climatique n'est pas tant un enjeu de sûreté nucléaire (les réacteurs en circuit fermé ne nécessitant que 2 m<sup>3</sup>/seconde d'eau) que de préservation de la biodiversité aquatique. Par conséquent, quelles solutions sont envisageables ? Pour une partie des centrales situées en bord de fleuve, une généralisation progressive du système en circuit fermé semble inéluctable, ce qui nécessitera des investissements conséquents, de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros, auxquels EDF consacre une partie du programme de Grand Carénage.

Par ailleurs, pour les projets liés au nouveau nucléaire, il semble opportun de réfléchir à les placer en bord de mer. C'est pourquoi les deux premières paires d'EPR 2, en France, seront construites sur les centrales de Penly et de Gravelines, refroidies par l'eau de la Manche. En Pologne, le gouvernement de Varsovie a choisi le site de Choczewo, non loin de la Mer Baltique, pour construire sa première centrale de trois réacteurs à partir de 2026, pour une mise en service prévue en 2033.

2.4) – Les déchets, talon d'Achille du nucléaire ?

**Figure 84 :** Classification des types de déchets radioactifs provenant de l'exploitation des centrales nucléaires, selon leur dangerosité et leur solution de traitement actuelle en France

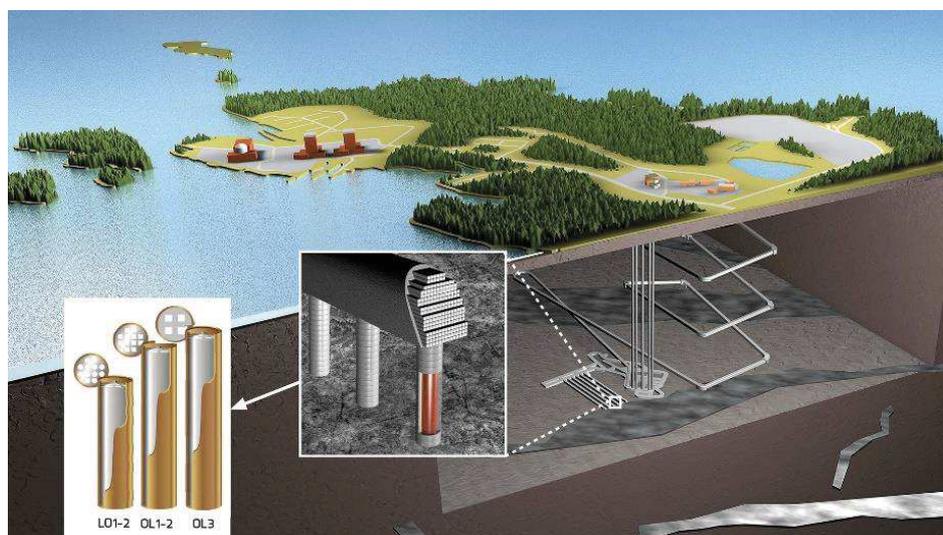
| Durée de vie  | Niveau de radioactivité                                  | Origine des déchets   | Solution de traitement actuelle   |
|---|--|---|---|
| Déchets de très faible activité (TFA)                                     | Très faible (inférieur à 100 Bq/g)                       | Industrie nucléaire, en particulier démantèlement d'équipements (pièces issues du découpage, gravats).  | Centre de stockage dans l'Aube exploité par l'Andra.  |
| Déchets de faible et moyenne activités à vie courte (FMA-VC ou déchets A) | Faible à moyen (quelques centaines à un million de Bq/g) | Industrie nucléaire, laboratoires de recherche.   | Incinérés, fondus, enrobés ou compactés puis placés dans des conteneurs, métalliques ou en béton. Deux centres de stockage en surface dans la Manche et l'Aube exploités par l'Andra. |
| Déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL ou déchets B)             | Moyen (un million à un milliard de Bq/g)                 | Déchets issus du traitement des combustibles usés (gainés du combustible, boues issues du traitement...) et de la maintenance des installations nucléaires. | Entreposés sur leur lieu de production en colis après avoir été compactés ou cimentés.  |
| Déchets de haute activité à vie longue (HA-VL ou déchets C)               | Haut (plusieurs milliards de Bq/g)                       | Matières non recyclables issues du traitement des combustibles usés des installations nucléaires .  | Entreposés sur le lieu de leur production en colis après avoir été vitrifiés puis placés dans des conteneurs en acier inoxydable fermés hermétiquement par soudure.                   |

Source des données : IRSN

**Le dernier défi auquel la filière est confrontée s'apparente à une forme de serpent de mer :** à chaque débat public portant sur le nucléaire, la question des déchets est incontournable. Or, des solutions – européennes de surcroît – existent.

Faisant l'objet d'un consensus scientifique international<sup>326</sup>, la **première option**, celle de l'**enfouissement définitif en formation géologique profonde**, est en cours de déploiement en Finlande. Situé à quelques kilomètres de la centrale d'Olkiluoto, la construction du site d'Onkalo (caverne en finnois) a démarré en 2016, pour un premier chargement de déchets radioactifs accueilli en 2025. La **procédure de stockage, d'origine suédoise**, est la suivante : le combustible usé est enrobé de fonte, puis scellé dans des tuyaux de cuivre de cinq centimètres d'épaisseur, cinq mètres de long et un mètre de diamètre. Une fois sortis de l'usine d'encapsulage construite à Olkiluoto, les cylindres sont emmenés à 500 mètres de profondeur par ascenseur, pour être stockés pour au moins 100 000 ans, dans des tunnels de 300 mètres de long. À terme, la centaine de tunnels d'Onkalo, contenant 30 cylindres chacun, seront remplis en l'espace d'un siècle, pour être ensuite bouchés définitivement. Pour garantir la sécurité du site, plusieurs tests ont été organisés : par exemple, le risque sismique est moindre, étant donné que la montagne d'Onkalo n'a pas bougé depuis deux milliards d'années.

**Figure 85** : Application de la méthode suédoise KBS-3 sur le site d'Onkalo



Source de l'infographie : [Posiva](#)

En dehors de la Finlande, la Suède – bien qu'à l'origine de ce procédé de stockage – a longtemps tergiversé sur la potentielle construction d'un site similaire à Onkalo. Il aura fallu trois décennies d'hésitations, d'études successives et le départ des Verts de la coalition

<sup>326</sup> BYCHKOV Alexander, *L'avenir : des technologies innovantes pour la transformation et le stockage définitif des déchets radioactifs*, bulletin n°55-3 de l'AIEA, 09/2014.

gouvernementale au pouvoir (novembre 2021) pour que Stockholm autorise, en janvier 2022, le lancement d'un site de stockage définitif des déchets à Östhammar, commune située à proximité de la centrale de Forsmark (identique à celle d'Olkiluoto). Ce projet ambitionne de stocker à terme 12000 tonnes de combustible usé, en utilisant le même procédé qu'en Finlande.

**Une deuxième méthode est envisageable : celle du stockage réversible.** Suivant un procédé similaire à celle du stockage définitif (site en formation géologique profonde), cette méthode apparaît comme une solution transitoire, car elle permet – en cas de percée technologique – de **recupérer les déchets enfouis pour les réutiliser**, par exemple au sein de réacteurs nucléaires de quatrième génération. **Elle fut retenue par la France, dans le cadre du projet pilote Cigéo.** Mené par l'Andra (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) depuis 1991, pour un coût total de 25 milliards d'euros<sup>327</sup>, Cigéo ambitionne de stocker à 500 mètres de profondeur 83000 m<sup>3</sup> de déchets radioactifs. Un chiffre impressionnant, mais dont la moitié a d'ores et déjà été produite, pour le moment stockée à l'usine Orano La Hague. L'Andra ambitionne d'y enfouir de premiers déchets à partir de 2035-2040, tandis que les déchets les plus dangereux seront stockés à grande échelle à partir de 2085. En cas d'absence d'alternative technologique pour traiter les déchets, Cigéo a vocation à être scellé au bout de 120 années d'exploitation. **Toutefois, ce projet rencontre une opposition locale** : ses adversaires estiment que la réversibilité du stockage est un élément de langage, tandis que l'ASN communique régulièrement sur les contrôles de sécurité menés (incendies, séismes, perte d'alimentation électrique, inondation, etc.).

Ainsi, **pour chacun des quatre enjeux techniques étudiés, la filière nucléaire européenne dispose de solutions.** Leur mise en œuvre nécessitera néanmoins une **certaine mise en ordre de bataille des différentes entités concernées**, aussi bien publiques (autorités de sûreté nucléaire, États membres, instituts de recherche, Euratom au niveau communautaire) que privées (exploitants, entreprises de stockage).

---

<sup>327</sup> Les 25 milliards d'euros budgétés pour Cigéo comprennent les opérations de construction, d'exploitation, de maintenance, de fermeture et de surveillance du site.

## B) – L'impossible débat européen ?

Le titre de cette partie s'inspire de celui d'un entretien accordé par François Roussely, ancien PDG d'EDF (1998-2004), à la revue *Hérodote* en 2001<sup>328</sup>, évoqué dans un ouvrage de Cédric Lewandowski<sup>329</sup>. À l'époque, l'ancien dirigeant français souhaitait souligner la nécessité de débattre « *de façon transparente, non en suscitant le sentiment de peur* » sur un sujet aussi complexe que celui de l'énergie nucléaire. **Deux décennies plus tard, au vu des crispations que peut provoquer la question nucléaire entre les États membres de l'Union, il ne nous paraît pas exagéré de parler d'un impossible débat européen.**

### 1) – Les États membres divisés entre relance et sortie du nucléaire

#### 1.1) – Désamour et impératifs climatiques (années 1980-2022)

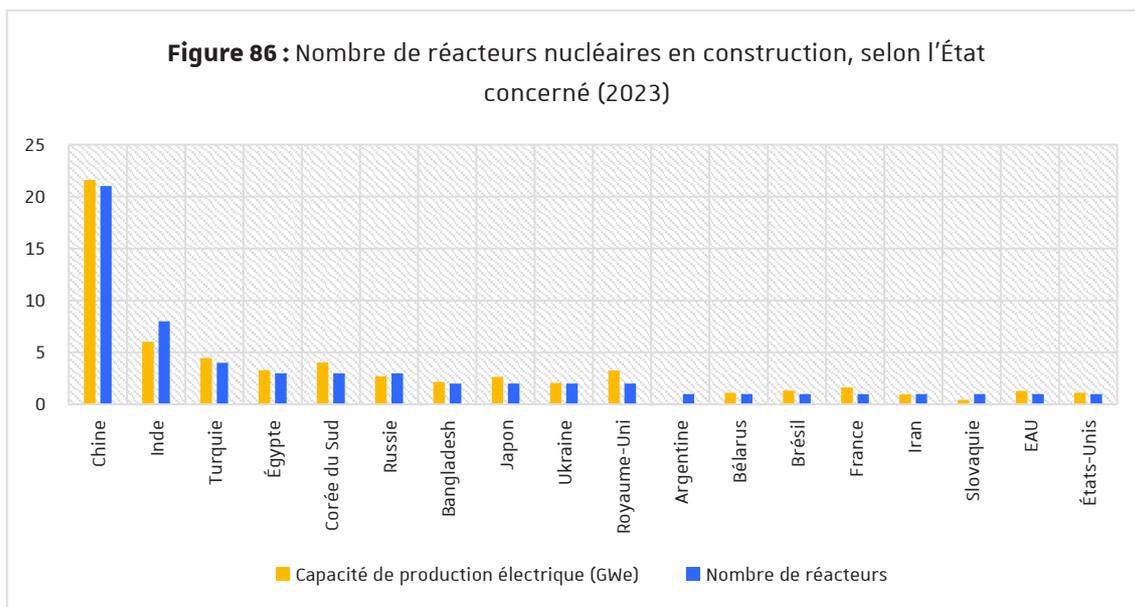
Depuis les années 1980-1990, les États membres de l'UE se sont relativement désintéressés de l'énergie nucléaire. Sous pression de leurs opinions publiques, traumatisées par les accidents de Three Mile Island (États-Unis, 1979) et de Tchernobyl (RSS d'Ukraine, 1986), ainsi que du mouvement antinucléaire naissant, certains États européens ont soumis à référendum l'avenir de l'atome dans leur mix énergétique national : en Autriche (1978), en Suède (1980) ainsi qu'en Italie (1987), la population s'est systématiquement prononcée en faveur d'une sortie du nucléaire. Dans un second temps, à la fin de la décennie 1990, **plusieurs gouvernements de coalition regroupant des partis sociaux-démocrates et écologistes ont adopté des décisions défavorables à l'atome.** En France, pays le plus nucléarisé au monde par habitant, la « gauche plurielle » (1997-2002) a décidé de l'arrêt du démonstrateur industriel Superphénix, un prototype de réacteur surgénérateur (1997) ; les Verts (ex-EELV), parties prenantes de la coalition, militaient pour une réduction progressive de la part du nucléaire de 80 % à 60 % de la production électrique, et le gel du programme EPR alors en plein développement.

---

<sup>328</sup> « L'énergie nucléaire : l'impossible débat ? Entretien avec François Roussely », *Hérodote*, vol. 100, no. 1, 2001, pp. 97-108.

<sup>329</sup> LEWANDOWSKI Cédric, *Le nucléaire*, Paris, Humensis, 21/04/2021, 127 p.

En Belgique, la coalition « arc-en-ciel » (1999-2003) faite de l'alliance des libéraux, des socialistes et des écologistes, décida en 1999 de renoncer à l'énergie nucléaire (actée par la loi de sortie du nucléaire en 2003), en annonçant la fermeture des centrales de Doel et Tihange une fois leur quarantième anniversaire atteint. Enfin, en Allemagne, la coalition SPD-Grünen (1998-2005) menée par Gerhard Schröder, s'accorda sur une sortie progressive du nucléaire avec les exploitants des centrales existantes. Actée en 2002 par une réforme de la loi sur l'énergie nucléaire (*Atomgesetz*), Berlin prévoyait la fermeture du dernier réacteur pour 2021. En raison de ce contexte politique défavorable, **les projets de construction de nouvelles centrales ont pratiquement disparu en Europe durant les décennies 2000-2010**, à la différence des pays émergents, désireux de répondre à leur demande croissante d'énergie. En parallèle, après la chute du Mur, plusieurs réacteurs suscitant des inquiétudes sur leur niveau de sécurité ont été fermés dans les anciennes démocraties populaires<sup>330</sup>.



Source des données : Agence internationale de l'énergie atomique

**LÉGENDE**

L'abréviation « EAU » signifie Émirats arabes unis. Les données représentent les réacteurs dont la construction a effectivement commencé, et non les projets uniquement annoncés.

<sup>330</sup> Après la Réunification, les centrales est-allemandes ont été fermées par le gouvernement de Bonn, les opérateurs allemands n'étant pas intéressés par leur reprise. Quant à la Bulgarie et la Lituanie, pour entrer dans l'UE, ces États ont dû fermer plusieurs réacteurs RBMK (du même type que celui de la catastrophe de Tchernobyl) en raison des craintes sur leur sûreté.

Si l'énergie nucléaire a pu sembler « passée de mode » un certain temps en Europe, un **nouvel argument, médiatisé par le protocole de Kyoto (1997), est venu à sa rescousse : la lutte contre le réchauffement climatique**, et l'exigence de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'agit d'une des raisons pour lesquelles de rares projets nucléaires ont malgré tout été lancés en Europe durant la décennie 2000, à l'image des EPR de Flamanville, d'Olkiluoto, et d'Hinkley Point.

Alors que l'atome, autrefois conspué, semblait entamer un début de retour en grâce en Europe, l'accident nucléaire de Fukushima (11 mars 2011) en failli sonner définitivement le glas. L'opinion publique européenne a été d'autant plus réceptive à cette catastrophe qu'elle se produisit au Japon, un pays réputé pour la qualité de ses technologies, quand l'accident de Tchernobyl fut considéré a posteriori comme résultant des maux chroniques (pénuries, constructions bâclées, etc.) de l'URSS<sup>331</sup>. **Conséquence quasi-immédiate des événements au Japon : plusieurs États européens ont renouvelé leur intention de sortir du nucléaire, quitte à accélérer les calendriers déjà votés.** En Allemagne, le gouvernement d'Angela Merkel, qui tenta dans un premier temps – avant Fukushima – de relancer les centrales en activité, annonça par la voix de la Chancelière l'arrêt des huit réacteurs les plus anciens encore en service, seulement trois jours après la catastrophe ! Quant aux neuf restants, le Bundestag décida à l'été 2011 d'échelonner leur fermeture jusqu'en 2022, tout en accélérant le déploiement des énergies renouvelables.... et la dépendance au gaz russe (cf. chapitre 2). En dehors de l'Allemagne, la Suisse annonça en mai 2011 sa sortie progressive du nucléaire, entérinée par référendum en 2017.

Toutefois, en dépit du choc provoqué par l'accident de Fukushima, **l'aggravation du dérèglement climatique et la publication de rapports du GIEC enclins au renforcement de l'atome<sup>332</sup> ont permis au nucléaire de conserver une certaine popularité dans le monde, y compris en Europe.** Plusieurs États membres, notamment à l'Est, ont annoncé leur intention

---

<sup>331</sup> En 1986, après l'accident, le Chancelier allemand Helmut Kohl affirmait qu'un réacteur comme celui de Tchernobyl « *n'aurait jamais été autorisé sur le territoire allemand* ». Tandis qu'en France, le discours officiel proclamait que le nuage radioactif s'arrêterait à la frontière, sur le Rhin...

<sup>332</sup> Par exemple, les quatre scénarii (P1-P4) proposés par le GIEC en 2018 dans son rapport spécial « Réchauffement de la planète de 1,5°C » tablaient tous sur une augmentation des capacités nucléaires mondiales.

d'inclure cette énergie dans leur stratégie de décarbonation, **révélant ainsi une ligne de fracture entre pays « pro » et « anti »** à l'occasion des négociations sur les textes communautaires ayant trait au nucléaire, dont le premier d'entre-eux fut la taxonomie « verte ». L'atome semblait avoir débuté un second retour en grâce, alors qu'éclata en février 2022 la guerre en Ukraine : **en réponse à l'urgente nécessité de se défaire des hydrocarbures russes, peut-on parler d'un retour en force du nucléaire en Europe ?**

#### 1.2) – Conséquence de la guerre en Ukraine, un retour en force du nucléaire en Europe ?

Avant même le déclenchement de l'invasion russe de l'Ukraine, confrontés à la hausse des prix de l'énergie et, dans le cas français, à la nécessité d'anticiper « l'effet falaise », plusieurs États membres avaient redit leur soutien à l'atome, tout en préparant des plans de construction de nouveaux réacteurs. **La France fut la première à concrétiser cette ambition, en annonçant en février 2022 la commande de six EPR 2<sup>333</sup>**, dont la construction devrait commencer en 2027, pour une mise en service espérée à horizon 2035.

Si Paris a la possibilité de confier de tels chantiers à des entreprises nationales, menées par EDF et Framatome, ce n'est cependant pas le cas des autres États membres de l'Union désireux de (re)lancer leur programme nucléaire, **au risque de voir de nouvelles dépendances énergétiques émerger**. Nous évoquons dans le deuxième chapitre le cas de la Hongrie, qui a confié le **chantier de rénovation de la centrale de Paks à Rosatom** ; outre cet exemple problématique, d'autres gouvernements européens se sont rapprochés de puissances nucléaires étrangères. Par exemple, **la Pologne**, comptant sur le nucléaire pour se désintoxiquer du charbon (cf. figure 15), a annoncé en octobre 2022 **confier la construction de six premiers réacteurs nucléaires à l'américain Westinghouse**, au détriment de l'offre européenne d'EDF. Une décision certes politique – Varsovie étant traditionnellement proche de l'allié américain – mais d'autant plus **facilitée par la cacophonie européenne sur le nucléaire**. Inquiet de la tournure des débats sur l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie

---

<sup>333</sup> L'EPR 2 est une version simplifiée de l'EPR, tenant compte des retours d'expérience des chantiers précédents. Auditionnés à l'Assemblée nationale et interrogés sur l'EPR, l'ancien PDG d'EDF Henri Proglio évoquait « *un engin trop compliqué, quasi-inconstructible* », un « *monstre d'acier et de béton* » pour l'ancien directeur exécutif d'EDF Hervé Machenaud.

verte (dont dépend d'éventuels financements européens), le gouvernement polonais a jugé préférable de se tourner vers l'offre américaine, dont le financement est garanti par Washington. Tandis qu'EDF, privé de soutien européen, était encore enlisé dans les chantiers de ses EPR en Finlande et en France... Par ailleurs, la Pologne s'est **rapprochée de la Corée du Sud**, envisageant d'accorder à KHNP (*Korea Hydro & Nuclear Power*) d'autres projets nucléaires dans le centre du pays.

**Outre la Pologne, d'autres États membres se sont (re)découverts un intérêt pour l'atome, à l'image de la Suède.** Bien que le référendum de 1980 ait imposé un moratoire sur la construction de nouveaux réacteurs, tout en planifiant la sortie du nucléaire pour 2010, les gouvernements successifs de Stockholm se sont ravisés : en 2009, le moratoire fut levé pour la construction de nouveaux réacteurs en remplacement de ceux déjà existants. Le dernier revirement en date fut provoqué par l'arrivée de la droite coalisée à l'extrême-droite au pouvoir en septembre 2022. Ayant fait de la **relance de l'atome une promesse de campagne, comme réponse à la crise énergétique renforcée par la guerre en Ukraine**, le gouvernement suédois a débloqué 400 milliards de couronnes (environ 35 milliards d'euros) pour relancer la filière, confiant à l'énergéticien national Vattenfall plusieurs projets de SMR. Par ailleurs, le gouvernement italien de Giorgia Meloni s'est récemment exprimé en faveur d'une réflexion sur une éventuelle inclusion du nouveau nucléaire dans le mix énergétique italien à l'avenir.

À rebours de cet élan favorable à l'atome, et ce en dépit de la crise énergétique, **d'autres États membres ont confirmé leur sortie du nucléaire.** L'Allemagne, après avoir repoussé à contrecœur cette échéance en octobre 2022 pour le 15 avril suivant, a fermé ses trois dernières centrales en activité. En Belgique, les réacteurs de Doel-3 (septembre 2022) et Tihange-2 (février 2023) ont été fermés, conformément au calendrier de sortie du nucléaire voté en 2003. Toutefois, inquiet pour son approvisionnement en électricité française (d'origine nucléaire), le gouvernement d'Alexander De Croo s'est résolu à prolonger de dix ans l'exploitation des réacteurs les plus récents du parc (Tihange-3 et Doel-4), pour éviter de subir une version belge de l'effet falaise.

## 2) – La « bataille de l'atome » jusqu'au cœur des institutions européennes

Si les États membres de l'UE sont divisés de longue date sur le rôle à attribuer à l'énergie nucléaire, **la meilleure illustration de cette ligne de fracture se situe au cœur même des institutions européennes.** Il n'est pas exagéré de parler d'une véritable « bataille de l'atome » s'y déroulant depuis plusieurs années.

Comme nous le détaillons dans le chapitre précédent, le *casus belli* de cette bataille du nucléaire est à situer au moment des négociations sur l'adoption de la taxonomie européenne (2020-2022). **Mais les autres sujets d'affrontement ne manquent pas :** outre le *Net Zero Industry Act*, on peut citer la refonte de la directive sur les énergies renouvelables, la proposition d'une « Banque de l'hydrogène », la réforme du marché de l'électricité européen, la directive sur les carburants aériens et maritimes... sur chacune de ces propositions, le nucléaire a empoisonné les négociations entre les Vingt-Sept. Dernier point de crispation en date, la reconnaissance de l'hydrogène produit à partir du nucléaire comme « bas-carbone », à égalité avec l'hydrogène vert, produit à partir de l'électricité d'origine renouvelable. La ministre française de la transition énergétique, Agnès Pannier-Runacher, déclarait en mars dernier que *« s'interdire d'utiliser le nucléaire, qui est une énergie émettant moins de carbone que le photovoltaïque ou l'éolien, est une position climaticide, et absurde »*. Symbole de cette ligne de fracture au sein des États membres : **la formation, ces derniers mois, de deux groupes d'échange informels, baptisés respectivement « l'Alliance du nucléaire » contre les « Amis des renouvelables ».**



est engagée dans une véritable croisade antinucléaire au niveau européen<sup>334</sup> : par exemple, en 2018, Vienne a déclenché une procédure devant la Cour de Justice de l'UE contre la décision de la Commission d'autorisation d'une aide d'État du gouvernement britannique, pour le projet d'extension de la centrale nucléaire d'Hinkley Point... avant d'être déboutée, deux ans plus tard<sup>335</sup>.

---

<sup>334</sup> En Autriche, la loi interdisant l'exploitation de l'énergie nucléaire a été élevée au rang de principe constitutionnel en 1999. Depuis, Vienne s'oppose à chaque projet nucléaire mené dans les pays voisins, et dans l'Union plus généralement. Par exemple, en 2019, l'ancien Chancelier Sebastian Kurz s'était dit déterminé à « empêcher l'expansion de la centrale de Mochovce (Slovaquie, ndlr) par tous les moyens ». Notons, pour l'anecdote, que l'Autriche possède à Zwentendorf une centrale nucléaire fantôme, le référendum de 1978 rejetant l'énergie nucléaire ayant été organisé avant sa mise en service...

<sup>335</sup> Cf. jurisprudence de la CJUE, C-594/18 P - Autriche / Commission.

## CONCLUSION

Dans ses Mémoires parues en 1976, Jean Monnet, l'un des Pères fondateurs de la construction européenne, écrivit que « *L'Europe se fera dans les crises, et elle sera la somme des solutions apportées à ces crises* »<sup>336</sup>. Une prophétie trouvant une acuité particulière, un demi-siècle plus tard, à l'aune de la crise énergétique actuelle. En ces temps de prise de conscience de nos dépendances énergétiques, et d'intentions politiques renouvelées en faveur de la transition, l'Union semble résolument engagée sur la voie de sa souveraineté énergétique. Il est temps pour nous d'en dresser le bilan : **quels enseignements peut-on tirer des conséquences de la guerre en Ukraine sur le système énergétique et la souveraineté de l'Union ? Peut-on parler d'un « Grand Bond en avant » pour décrire un nouvel élan impulsé à la transition énergétique européenne ?** Pour présenter nos conclusions, il nous paraît indispensable de revenir sur le rôle que chacun aura à jouer pour tenir ces ambitions : citoyens, responsables politiques européens, ainsi que les parties prenantes de l'Europe de l'énergie dans leur ensemble.

### POUR LES CITOYENS EUROPÉENS : UNE RÉAPPROPRIATION DE LA CHOSE ÉNERGÉTIQUE

Que la postérité retiendra-t-elle des différents discours officiels des derniers mois, proclamant à leur tour la « *fin de l'abondance* », appelant la population à prendre des douches plus courtes et plus froides, ou encore à limiter les passages au sauna ? Le temps de l'*ébrété* énergétique est-il définitivement révolu, vive celui de la *sobriété* ? Dans ce cas, peut-on parler d'un (Grand) bond en avant, ou plutôt d'un retour au Moyen-Âge, pour paraphraser la moquerie de Vladimir Poutine<sup>337</sup> au sujet des Européens reconstituant des stocks de bois pour passer l'hiver ?

---

<sup>336</sup> MONNET Jean, *Mémoires*, Éditions Fayard, Paris, 1976, 642 p.

<sup>337</sup> « *Comme au Moyen-Âge, les Européens font des réserves de bois pour cet hiver* », déclarait Vladimir Poutine en octobre 2022.

À la lumière de nos travaux et réflexions personnelles, il nous semble opportun – pour filer jusqu’au bout notre métaphore chinoise – de parler d’une **« Révolution culturelle » dans l’approche à la « chose » énergétique**. Jusqu’à récemment, les **citoyens européens étaient relativement détachés de celle-ci**. La stabilité exceptionnelle des prix des hydrocarbures et de l’électricité durant plusieurs années, jusqu’à l’été 2021 (cf. figures 4 et 5), ainsi que la structure même des systèmes énergétiques de certains États, très centralisés (comme en France), ont contribué à cet effacement du sujet énergétique dans le débat public. Peut-être avons-nous **naïvement cru, à tort, que l’énergie garantissant notre confort était durablement acquise**, alors que le conflit ukrainien a montré qu’il n’en était rien.

Cette crise actuelle, renforcée par les conséquences de la guerre, **a rappelé aux sociétés européennes que la chose énergétique était indissociable de la chose publique**. En effet, les quelques 450 millions d’habitants de l’Union ont non seulement subi – au travers de l’envolée des prix sur leurs factures – les effets du chantage énergétique de Poutine, mais aussi le résultat de choix politiques actés par les États membres et l’Union durant plusieurs années.

**Premièrement, l’aveuglement de certains gouvernements – menés par l’Allemagne – quant à la perception de la Russie comme un fournisseur fiable d’énergie**. Et ce, en dépit des avertissements provenant d’Europe centrale et orientale, essayant en vain d’alerter sur le risque d’une militarisation des énergies russes au service des desseins géopolitiques du Kremlin. Ces tentatives de déclenchement d’une prise de conscience se sont soldées sur une fin de non-recevoir, quand elles n’ont pas été reçues avec dédain, comme les prédictions d’une Cassandra. Nord Stream 2, dont le chantier fut lancé en 2018, en dépit de l’opposition répétée d’anciennes démocraties populaires, symbolise la cécité de certains Européens quant aux risques liés à leurs dépendances énergétiques.

**Deuxièmement, les défauts de conception du cadre réglementaire relatif aux marchés européens de l’énergie**. Certes, sur le papier, ces marchés ont toute vocation à exister : les États membres échangent quotidiennement des flux énergétiques entre-eux, d’où l’intérêt d’offrir un soutien réglementaire au bon fonctionnement du système. Par exemple, dans le cas du marché européen de l’électricité, le mécanisme d’ordre de mérite pour les produits spot est

optimal aussi bien d'un point de vue économique (meilleur prix pour l'acheteur) qu'environnemental (centrales fossiles désavantagées par le prix du CO<sub>2</sub>). En outre, le développement accru des interconnexions électriques et gazières a permis de concrétiser la « solidarité européenne » : sans celles-ci, durant l'hiver dernier, il n'y aurait pas eu d'électricité allemande pour compenser les arrêts des réacteurs nucléaires français, ni d'acheminement de gaz provenant des terminaux méthaniers d'Europe occidentale à destination de la partie orientale du continent, privée de ses livraisons russes. **Malgré ces réalités indéniables, ces cadres de marché sont loin d'être exempts de tout reproche.** L'approche du marché sous l'angle du « tout-concurrence » soutenue pendant plusieurs années par l'Union, incarnée par la Commission européenne, est devenue totalement obsolète à l'heure de la transition énergétique et des risques financiers induits par le dérèglement climatique. **L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie n'a pas atteint son objectif.** Certes, le nombre de fournisseurs « alternatifs » de gaz naturel et d'électricité a été multiplié (cf. figure 36) au rythme des « paquets » législatifs successifs de libéralisation, contribuant à une baisse des prix sur les marchés de détail. Or, l'envolée des prix sur les marchés de gros de l'énergie observée depuis l'été 2021, provoquant une vague de faillites et cessations d'activités parmi ces fournisseurs, a révélé l'aspect « Potemkine » de certaines de ces sociétés, agissant comme des *traders* et non des *producteurs* d'énergie. Une situation d'autant plus problématique quand ces entreprises ont pu bénéficier de cadeaux réglementaires en leur faveur, à l'image de l'ARENH dans le cas français. **Conséquence de ces dysfonctionnements : des milliers de citoyens et d'entreprises, plaçant leur confiance en ces fournisseurs alternatifs, ont été laissées à l'abandon.** L'approvisionnement énergétique étant un service indispensable, les États membres n'ont eu d'autre possibilité que de leur ouvrir les portes des opérateurs historiques, vendant leur fourniture à tarif régulé, aggravant par la même occasion leur propre situation financière (plans de renationalisation d'EDF, de sauvetage d'Uniper en Allemagne, etc.).

**Peut-on néanmoins se satisfaire d'un blâme à l'encontre de ces sociétés aux comportements à l'éthique douteuse, quand le système est conçu de telle manière à les encourager ?** Nous ne le pensons pas. Si l'Union et ses États membres avaient assumé un

certain « dirigisme » dans la régulation des marchés de l'énergie, plutôt que de se retrancher derrière le *laissez-faire*, ils auraient, d'une part, **instauré un cadre macroprudentiel strict sur le marché de détail à l'encontre des fournisseurs** (niveaux de trésorerie permettant de se couvrir, contrôle sur l'usage des bénéfices induits par l'ARENH en France, etc.). Par ailleurs, étant avertis qu'à l'avenir, la consommation d'électricité devra augmenter pour décarboner les activités économiques (cf. figure 73), ils auraient dû **concevoir les marchés de gros de manière à envoyer aux agents économiques les bons signaux d'investissement dans les capacités de production**. Si ces deux conditions préalables avaient été remplies plusieurs années en amont de l'éclatement de la guerre en Ukraine, nous n'aurions pas connu un emballement des prix aussi fort que celui constaté depuis plusieurs mois.

Retournons à l'échelle des citoyens européens, relativement détachés des choix énergétiques de leurs gouvernements et de ces structures complexes de marché. Une fois passée la prise de conscience découlant de la crise actuelle – facilitée par le conflit ukrainien et la médiatisation de ses retombées – que peuvent-ils faire, concrètement, pour se réapproprier la chose énergétique ? Deux leviers d'action sont à leur disposition : d'une part, **la baisse de leur consommation, par des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique** ; d'autre part, **l'augmentation de leur propre production, en s'inspirant des « circuits courts de l'énergie »** rendus possibles par le foisonnement des renouvelables, relativement faciles à déployer.

Il est vrai qu'au sein de ce mémoire, nous avons décidé de ne pas consacrer de partie dédiée à la sobriété et l'efficacité énergétique. Pourtant, selon l'adage en vogue depuis quelques mois, « *la meilleure énergie, c'est celle qu'on ne consomme pas* ». Nous estimons qu'il est effectivement indispensable de développer une culture de l'économie d'énergie, et que la sobriété, présentée comme un mal nécessaire pour passer l'hiver, est pourtant partie pour durer<sup>338</sup>. D'où notre choix de parler précédemment d'une « Révolution culturelle » vis-à-vis de

---

<sup>338</sup> D'autant plus que certains scénarii de décarbonation, comme celui de l'association française négaWatt visant 100 % d'énergies renouvelables en 2050, reposent sur une réduction massive de la consommation grâce à la sobriété et l'efficacité énergétique (-66 % dans cet exemple).

la réappropriation citoyenne de la chose énergétique. Ce mouvement inclut la promotion tous azimuts des mesures de sobriété et d'efficacité énergétique. **Cependant, nous estimons que ces mesures sont relativement bien connues du grand public, y trouvant un consensus** (rénovation thermique des bâtiments, changement de véhicule, recours aux transports en commun, etc.). **Par conséquent, nous ne voyons pas l'intérêt de proposer un catalogue des actions envisageables.** Nous avons néanmoins deux certitudes ; la première étant que **ces efforts de sobriété et d'efficacité faciliteront l'atteinte de nos objectifs climatiques.** Tous les différents scénarii proposés par les organismes officiels comme les associations spécialisées<sup>339</sup> convergent en ce sens. Pour ce faire, étudier la campagne *setsuden* menée au Japon, suite à l'accident nucléaire de Fukushima<sup>340</sup>, peut être une source d'inspiration pour l'Union. De surcroît, ces efforts ont des externalités positives : aussi bien pour le portefeuille des agents économiques que sur les marchés mondiaux de l'énergie. Par exemple, si la demande européenne de gaz n'avait pas aspiré depuis début 2022 la production mondiale de GNL, grâce à ces mesures, le Pakistan n'aurait pas eu besoin de relancer ses centrales à charbon...

**Deuxième certitude : pour encourager à la sobriété et à l'efficacité énergétique, nous croyons en la théorie du ruissellement.** Les efforts devront venir d'en haut, car les couches populaires de la société sont déjà en situation de « sobriété subie », autrement connue sous le nom de pauvreté. Pour citer quelques exemples de ce qu'il ne faut pas faire, les récentes polémiques autour de l'interdiction des jets privés en France ou des voyages en « char à voile » plutôt qu'en TGV sont aux antipodes des réflexions à mener. Au contraire, cibler les personnalités influentes (sportifs, politiciens, dirigeants d'entreprises...) et les inviter à communiquer sur leurs efforts pourrait générer une concurrence positive.

Enfin, vis-à-vis de la production d'énergie citoyenne, il nous semble certain que la multiplication des « circuits courts de l'énergie » grâce aux renouvelables ne pourra pas

---

<sup>339</sup> Qu'il s'agisse des Futurs énergétiques 2050 (RTE), rapport de référence en France, ou encore des scénarii d'associations telles que les Voix du Nucléaire (scénario « TerraWater ») ou encore négaWatt.

<sup>340</sup> « *Setsuden* » signifie « économiser l'électricité » en japonais. Décidée après l'accident de Fukushima et l'arrêt temporaire des 54 réacteurs nucléaires restants pour des vérifications, cette campagne s'est appuyée sur plusieurs mesures intéressantes : assouplissement des codes vestimentaires en été pour réduire la climatisation, éclairage inutile (panneaux publicitaires, vitrines des commerces) éteint, vitesse des trains réduite, ascenseurs et escaliers mécaniques limités, remplacement des éclairages par des LED, modification des horaires de travail dans les usines, décalage des horaires de match de sport en journée pour pas allumer les stades de nuit, etc.

remplacer un système énergétique centralisé. En revanche, elle contribuera à cette réappropriation citoyenne de la chose énergétique, **en permettant à chacun d'être sensibilisé aux coûts réels de la production énergétique.**

## **POUR LE PERSONNEL POLITIQUE : PLAIDOYER POUR UN DÉBAT DIGNE DES ENJEUX**

La (longue !) lecture de ce mémoire aura probablement permis au lecteur de se rendre compte de la complexité des enjeux énergétiques, nécessitant une approche pluridisciplinaire. Il n'est pas seulement question de sciences « dures » comme on pourrait le penser, mais aussi de géopolitique, de relations internationales, d'histoire, de connaissances juridiques et économiques, etc. Telle est probablement la raison pour laquelle nous jugeons que le débat public, de nos jours – en dépit des prises de consciences facilitées par la guerre en Ukraine – n'est clairement pas à la hauteur des enjeux et des transformations profondes qu'implique la transition énergétique. Or, comme l'expliquait avec justesse le député français Raphaël Schellenberger, lors de la remise du rapport final de la commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France », la définition d'une politique énergétique n'a rien d'anodin : il s'agit du « *choix de société dans lequel nous souhaitons vivre* », pour emprunter ses mots. Notre modèle social, reposant sur la prospérité économique, ne peut fonctionner sans une énergie fiable et décarbonée. En ce sens, en réintroduisant ce sujet au sein du débat public, la guerre en Ukraine et ses conséquences ont permis de résoudre un paradoxe : pendant des années, le sujet énergétique a été évacué ou traité de manière marginale dans le débat, alors qu'il s'agit du pilier de nos sociétés contemporaines !

La question de la sobriété, enjeu central dans les communications officielles des derniers mois en Europe, est assez emblématique de cette piètre qualité des débats. À ce sujet, en France, des politiciens de premier plan, classés à droite, ont parlé d'une « absurdité »<sup>341</sup> ou

---

<sup>341</sup> « Venir nous vendre la sobriété comme seul argument pour répondre à la crise qui s'annonce, c'est une absurdité sur le plan énergétique », déclaration de Marine Le Pen lors d'une interview sur [France Inter](#), 20/09/2022.

même comparé la situation à celle d'un « *pays du tiers-monde* »<sup>342</sup>. Côté gouvernemental, on peut raisonnablement douter de l'efficacité d'une communication basée sur des photos en pull à col roulé, et autres discours proclamant la « *fin de l'abondance* », tout en étant par exemple incapable d'engager une discussion sur le passage à une vitesse maximale de 110km/h sur l'autoroute pour réduire la consommation de carburant. **À l'échelle communautaire, la situation n'est guère plus reluisante** : que penser de la récente polémique concernant Charles Michel, le Président du Conseil européen, épinglé pour ses (très) nombreux vols en jet privé, y compris sur de courtes distances... **À contrecourant des messages de sobriété énergétique, alors que les institutions de Bruxelles et Strasbourg pourraient montrer l'exemple à 450 millions d'Européens !**

Outre ce sujet précis de la sobriété, **les propositions simplistes** – quand elles ne sont pas dangereuses pour notre sécurité d'approvisionnement et nos efforts de décarbonation – **ne manquent malheureusement pas**. Qu'ils s'agisse des promoteurs de la « *sortie du marché européen de l'énergie* »<sup>343</sup> (sans jamais préciser comment ils parviendraient à mettre en œuvre une telle folie), de ceux qui proposent tout bonnement d'interdire « *tout nouveau projet de construction d'éoliennes sur terre et en mer* »<sup>344</sup>, quand d'autres suggèrent de démanteler celles existantes... Il est évident que **le débat public est intoxiqué par les caricatures, au détriment du factuel**. L'énergie nucléaire, plébiscitée par les forces politiques de droite, combattue sans relâche à gauche, nous en offre un bel exemple. Ayons le mérite de la clarté : **il nous est indispensable de renvoyer dans les poubelles de l'histoire le débat manichéen opposant les énergies renouvelables au nucléaire**. Sa finalité est d'une simplicité biblique : **seules les énergies fossiles sortent gagnantes de cet affrontement**. Proposer d'accélérer le déploiement des renouvelables comme compensation à une sortie du nucléaire, sans prendre en compte le problème de l'intermittence nécessitant de garder une base pilotable, nous condamnerait à brûler des combustibles fossiles au moindre manque d'ensoleillement ou de vent, comme le

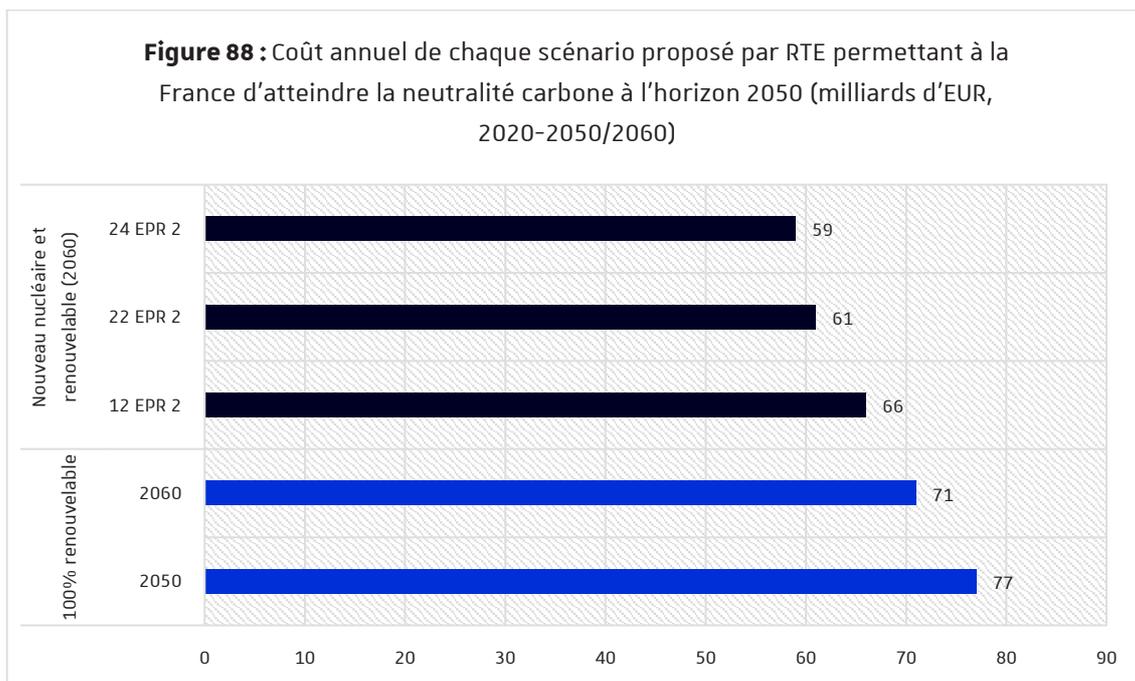
---

<sup>342</sup> « *La France est devenue un pays du tiers monde* », déclaration de Marine Le Pen lors d'une interview sur [RTL](#), 28/09/2022.

<sup>343</sup> Cf. chapitre 3.

<sup>344</sup> « *J'interdirai tout nouveau projet de construction d'éoliennes sur terre et en mer !* », [tweet d'Éric Zemmour](#), 20/01/2022.

fait l'Allemagne aujourd'hui<sup>345</sup>. Ce faisant, **développer le nouveau nucléaire, tout en accélérant le déploiement des renouvelables en impliquant les citoyens**, apparaît être le meilleur compromis pour permettre à l'Europe d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Dans le cas français, ce scénario est présenté par le gestionnaire de réseau RTE comme la solution optimale, tant au niveau des coûts financiers qu'à ses chances de succès.



Source des données : RTE, Futurs Énergétiques 2050

#### LÉGENDE

Les données sont exprimées en milliards d'euros constants (2020).

Clé de lecture : le scénario visant un mix énergétique composé à 100 % d'énergies renouvelables en 2050 coûterait, sur la période 2020-2050, 77 milliards d'euros par an.

Sur ce sujet du nucléaire, nous regrettons par ailleurs que **la moindre tentative de débat sérieux, au plus proche du terrain, soit immédiatement instrumentalisée et perturbée** : les récentes réunions organisées par la Commission nationale du débat public (CNDP) sur les projets d'EPR 2 pour la centrale de Penly (Normandie) ont offert une triste illustration de cette

<sup>345</sup> Il faut néanmoins s'inspirer de l'*Energiewende* allemande pour sa capacité de déploiement des renouvelables, à un rythme impressionnant depuis la fin des années 1990. À défaut de ses projets d'agrandissement des mines de charbon de la Ruhr, et de sa trop longue accointance avec les hydrocarbures russes...

réalité. En outre, **on peut déplorer – dans le cas français – l’absence d’instruction scientifique sérieuse des dossiers politiques, y compris aux sommets de l’État.** Ce problème a été mis en exergue par l’audition d’Yves Bréchet, ancien Haut-commissaire à l’énergie atomique<sup>346</sup>, critiquant le passage d’un « *État stratège* » à un « *État bavard* ».

En définitive, il n’existe pas de solution technologique « miracle » pour tenir nos objectifs climatiques et réussir la transition énergétique ; il est par conséquent **indispensable « d’additionner les solutions »** pour paraphraser l’expression du député européen Pascal Canfin. Si cette réalité était (enfin) reconnue sur la scène politique européenne, nous n’aurions pas eu à suivre dans la presse les derniers développements des échanges à couteaux tirés entre les « Amis des renouvelables » (Autriche, Luxembourg, Allemagne, Espagne, Portugal, Irlande, Danemark, Lettonie, Lituanie) et « l’Alliance du nucléaire » (France, Pays-Bas, République tchèque, Slovaquie, Croatie, Hongrie, Roumanie, Bulgarie, Pologne, Finlande), **alors que l’entente entre ces deux technologies faciliterait considérablement l’effort de transition énergétique de l’Union toute entière.** Si les Vingt-Sept parvenaient enfin à couper court à leur disputes de couloir, **ils pourraient s’atteler aux véritables sujets :** la mainmise chinoise sur les technologies propres et la production mondiale de métaux critiques, la dépendance européenne à l’industrie nucléaire russe, le contournement par Moscou des sanctions sur ses exportations d’hydrocarbures, le renforcement de la stature internationale de l’euro dans les transactions énergétiques, l’émergence d’une filière industrielle européenne souveraine des énergies renouvelables, la réforme des marchés de l’énergie de manière à encourager les investissements dans la production, une mobilisation accrue des financements européens pour la transition, un plan de soutien aux technologies d’avenir (SMR, électrolyseurs, nouvelle génération de batteries, etc.)... les sujets ne manquent pas.

---

<sup>346</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Yves BRÉCHET, Ancien Haut-commissaire à l’énergie atomique et Membre de l’Académie des sciences*, Commission d’enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d’indépendance énergétique de la France, Paris, 29/11/2022.

## POUR L'EUROPE DE L'ÉNERGIE : UN « CHANGEMENT D'ÉPOQUE »

La formule d'Olaf Scholz exprimée à Prague en août dernier, parlant d'un « *changement d'époque* » (*Zeitenwende*) pour définir les conséquences de la guerre en Ukraine sur l'Union, résume parfaitement notre réponse à la problématique énumérée en introduction. Pour rappel, nous l'avions formulé ainsi : « *face aux conséquences de la guerre d'Ukraine, qui impose aux États membres de parer à l'urgence, l'Union européenne a-t-elle les moyens d'agir pour ses ambitions d'indépendance et transition énergétique, qui nécessitent de penser le temps long ?* ».

Sans hésitation, notre réponse est favorable. **L'Union dispose de ressources** (financières, technologiques, industrielles, scientifiques) **suffisantes pour se rapprocher de la souveraineté énergétique** – l'indépendance absolue étant irréaliste – **par la construction de sa transition, à une condition toutefois** : en finir avec les débats stériles et les blocages répétés sur tel ou tel sujet dit « sensible ». Un « changement d'époque », de paradigme, est indispensable : **si les Européens veulent agir, encore faut-il qu'ils acceptent d'agir en Européens**. Il s'agirait de revenir aux fondamentaux de la construction européenne : l'union des États membres pour avancer ensemble, dans un monde bipolaire – puis multipolaire. Une nécessité rendue d'autant plus impérieuse par le contexte géopolitique actuel où les **grandes puissances** – États-Unis, Russie, Chine – **avancent chacune leurs pions pour garantir leurs approvisionnements énergétiques à long-terme** (*Inflation Reduction Act* américain, stratégies chinoises de développement des technologies propres, etc.).

Concrètement, une première étape de ce renouveau de l'Europe de l'Énergie serait la **reconnaissance, une fois pour toutes, du droit de chaque État membre à définir la composition de son mix énergétique**, dans l'esprit de l'article 194 du TFUE. Ce qui permettrait d'évacuer définitivement la question du nucléaire, empoisonnant régulièrement les négociations à Bruxelles. Cette reconnaissance serait le **prélude d'une véritable politique énergétique européenne**, s'inscrivant dans la continuité du Pacte Vert pour l'Europe. Nous appelons cette mise à l'agenda communautaire de tous nos vœux, **car l'Union est la bonne échelle pour agir**. Durant ces deux dernières années, entre pandémie de Covid-19 et crise

énergétique, **les gouvernements des États membres ont démontré qu'ils étaient absorbés par la gestion de crise à court-terme**, quand ils ne sont pas concentrés sur leurs propres échéances électorales. À l'inverse, **l'Union européenne permet de penser le long-terme, prérequis indispensable à la réussite d'une politique énergétique**, d'autant plus quand celle-ci ambitionne de rapprocher un bloc de 27 États membres, peuplé de 450 millions d'habitants, de son indépendance par sa transition énergétique.

*« L'Europe se fera dans les crises, et elle sera la somme des solutions apportées à ces crises »*, prophétisait Jean Monnet. Ainsi, la meilleure solution envisageable à la crise énergétique actuelle et aux conséquences de la guerre en Ukraine est la suivante : citoyens, politiques, et autres acteurs européens du monde de l'énergie, **retrouvons-nous les manches et accélérons nos efforts pour bâtir une Europe souveraine énergétiquement et climatiquement neutre en 2050.**

## GLOSSAIRE

**Remarque :** pour définir les termes et mécanismes les plus complexes, nous avons préféré recourir à des encadrés, dont la liste est présente dans l'index des figures. Pour les sujets concernés, nous invitons par conséquent le lecteur à s'y référer.

**Indépendance et souveraineté énergétique :** le choix entre ces deux termes fait l'objet d'un débat sémantique régulier. Certaines personnalités, comme l'ingénieur Jean-Marc Jancovici, estiment que depuis des millénaires, la France n'a jamais possédé sa pleine indépendance énergétique. Nous souscrivons à cette vision, et c'est pourquoi dès l'introduction, nous avons justifié notre préférence pour la « souveraineté » énergétique. Pour reprendre la définition d'Yves Bréchet, il s'agit de la « *capacité à fournir au pays, citoyens et industriels, les quantités et les puissances nécessaires, en ayant la maîtrise des technologies permettant de le faire, et en ne dépendant, en termes de ressources, que de pays alliés et diversifiés* ». Nous avons tâché d'inscrire nos travaux dans ce raisonnement, en nous intéressant par exemple aux enjeux de maîtrise des éléments critiques des chaînes de valeur de la transition énergétique. Toutefois, pour des raisons de clarté, nous avons choisi de conserver l'expression « d'indépendance » énergétique dans l'intitulé du mémoire.

**Transition énergétique :** concept né dans les années 1980 (rapport Brundtland sur le développement durable en 1987, protocole de Kyoto en 1997), définissant l'abandon progressif des énergies fossiles, principales contributrices au dérèglement climatique, au profit de nouvelles sources d'énergie dites « renouvelables », ou « décarbonées ».

**Dérèglement climatique (ou réchauffement climatique, changement climatique):** variations à long terme de la température et des modèles météorologiques, renforcées depuis le XIX<sup>ème</sup> siècle par les émissions de gaz à effet de serre induites par les activités humaines. Concrètement, ce dérèglement se traduit par une récurrence et une intensité accrue des événements météorologiques extrêmes (sécheresses, canicules, inondations, etc.).

**Sobriété énergétique :** réduction de la consommation énergétique par une modification volontaire des comportements humains. Elle peut aussi être perçue sous l'angle d'un changement culturel, d'habitudes, ou de mode de vie.

**Efficacité énergétique :** réduction de la consommation énergétique, pour une même utilisation, rendue possible par le progrès technique.

## SIGLES ET UNITÉS DE MESURE

ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

AEB : Alliance européenne des batteries.

AIE : Agence internationale de l'énergie.

AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

ARENH : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

ASN : Autorité de sûreté nucléaire.

CCUS : *Carbon Capture, Utilization and Storage* (captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub>).

CGN : *China General Nuclear Power Corporation*.

CNNC : *China National Nuclear Corporation* (Compagnie nucléaire nationale chinoise).

CRE : Commission de régulation de l'énergie (France).

CRMA : *Critical Raw Materials Act*.

EDF : Électricité de France.

ENTSO-E : *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité).

ENTSO-G : *European Network of Transmission System Operators for Gas* (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz).

EPR : *European Pressurized Reactor* (Réacteur pressurisé européen), puis renommé *Evolutionary Power Reactor*.

GES : Gaz à effet de serre.

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

GNL : Gaz naturel liquéfié.

IRA : *Inflation Reduction Act*.

IRENA : Agence internationale pour les énergies renouvelables.

ITER : *International Thermonuclear Experimental Reactor* (réacteur thermonucléaire expérimental international).

MACF : Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières.

NIMBY : *Not In My BackYard*.

NZIA : *Net Zero Industry Act*.

OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

PECO : Pays d'Europe centrale et orientale.

PIIEC : Projet important d'intérêt commun européen.

**RED** : *Renewable Energy Directive* (directive sur les énergies renouvelables).  
**REP** : Réacteur à eau pressurisée.  
**RTE** : Réseau de transport d'électricité (France).  
**SEQE-UE** : Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne.  
**SGCC** : *State Grid Corporation of China*.  
**SMR** : *Small Modular Reactor* (petit réacteur modulaire).  
**TCE** : Traité sur la Charte de l'Énergie.  
**TSMC** : *Taiwan Semiconductor Manufacturing Company*.  
**UE** : Union européenne.  
**URT** : Uranium de retraitement.

**MW** : Mégawatt.

**GW** : Gigawatt.

**kWh** : Kilowatt-heure.

**MWh** : Mégawatt-heure (1000 kWh).

**GWh** : Gigawatt-heure (1000 MWh).

**TWh** : Téra watt-heure (1000 GWh).

**MWe** : Mégawatt électrique.

**GWe** : Gigawatt électrique.

**mmc** : Milliard de mètres cubes, ou *bcm* en anglais (*billion cubic meters*).

**Mtep** : Million de tonne équivalent pétrole.

**TJ** : Térajoule.

**Mt** : Mégatonne (un million de tonnes).

**tU** : Tonne d'uranium métal.

N.B. : Le « e » signifiant « électrique », on parle de « MWe », de « GWe », pour parler de capacités installées de production électrique. Par abus de langage, on peut aussi parler de « MW » ou de « GW » en précisant qu'il s'agit de capacités installées et non d'une puissance délivrée.

## ANNEXES

**Annexe 1 :** Émissions comparatives de gaz à effet de serre sur le cycle de vie de l'électricité fournie par des technologies actuelles disponibles dans le commerce (combustibles fossiles, renouvelables et énergie nucléaire) ou futures et précommerciales (systèmes avec capture et stockage de CO<sub>2</sub>, énergie océanique).

Tableau repris depuis la « Documentation Base Carbone » produite par l'ADEME (août 2022).

Source : rapport AR5<sup>347</sup> du GIEC (2014).

| Technologie    | Caractéristiques (capacité, configuration...)                     | Estimation basse (gCO <sub>2</sub> e/kWh) <sup>348</sup> | Estimation haute (gCO <sub>2</sub> e/kWh) <sup>349</sup> | Estimation moyenne (gCO <sub>2</sub> e/kWh) <sup>350</sup> |
|----------------|---|--|--|--|
| <b>Charbon</b> | Combustion  | 675  | 1689   | 1038   |
|                | Centrales électriques au charbon « modernes » et « avancées »     | 710  | 950  |  |
|                | Centrales à charbon pulvérisé (PC)                                |  |  | 815,2  |
|                | Centrales à cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC)         |  |  | 788  |
|                | Avec utilisation de CCS (capture et stockage de CO <sub>2</sub> ) | 70   | 290  |  |
|                | Centrale charbon avec oxycombustion et CCS                        |  |  | 161  |
|                | Centrale PC avec CCS  |  |  | 217,4  |
|                | Centrale IGCC avec CCS  |  |  | 201  |
| <b>Pétrole</b> | Pour différents types de générateurs et de turbines               | 510  | 1170   |  |
| <b>Gaz</b>     | Diverses turbines à cycle combiné                                 | 290  | 930  |  |
|                | Centrales à cycle combiné au gaz naturel                          | 410  | 650  |  |

<sup>347</sup> Cinquième rapport d'évaluation du GIEC (*Fifth Assessment Report*, 2014).

<sup>348</sup> Données issues du corps de texte du rapport AR5.

<sup>349</sup> Idem.

<sup>350</sup> Données issues du graphique 7.6 du rapport AR5.

|                               |  |    |     |       |
|-------------------------------|--|----|-----|-------|
|                               | Avec CCS et hypothèse de fuite en gaz naturel < 1 %      | 90 | 370 |       |
|                               | Moyenne mondiale   |    |     | 598   |
|                               | Cycle combiné gaz avec CCS                               |    |     | 168,5 |
| <b>Biomasse</b>               | Bois de forêt en co-combustion avec de la houille        |    |     | 206,5 |
|                               | Dédiés et résidus de cultures                            |    |     | 228,3 |
| <b>Biogaz</b>                 | Maïs et fumier   |    |     | 342,4 |
| <b>Solaire thermique</b>      | 80 MW, parabolique (creux)                               | 7  | 89  |       |
| <b>Solaire Photovoltaïque</b> | Silicone polycristallin                                  | 5  | 217 |       |
|                               | En toiture   |    |     | 43,5  |
|                               | Hors toiture (champs...)                                 |    |     | 49    |
| <b>Énergie solaire</b>        | Énergie solaire concentrée                               |    |     | 27,2  |
| <b>Nucléaire</b>              | Différents types de réacteurs                            | 1  | 220 |       |
| <b>Géothermie</b>             | 80 MW, roche sèche chaude                                | 6  | 79  |       |
| <b>Éolien</b>                 | /  | 7  | 56  |       |
|                               | Onshore  |    |     | 8,7   |
|                               | Offshore   |    |     | 10,9  |
| <b>Énergie marine</b>         | Barrages marémoteurs, hydroliennes et énergie des vagues | 10 | 30  |       |

**Annexe 2** : Émissions des énergies pour la production d'électricité en équivalent CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>e) en gramme par kilowattheure d'énergie finale en France.

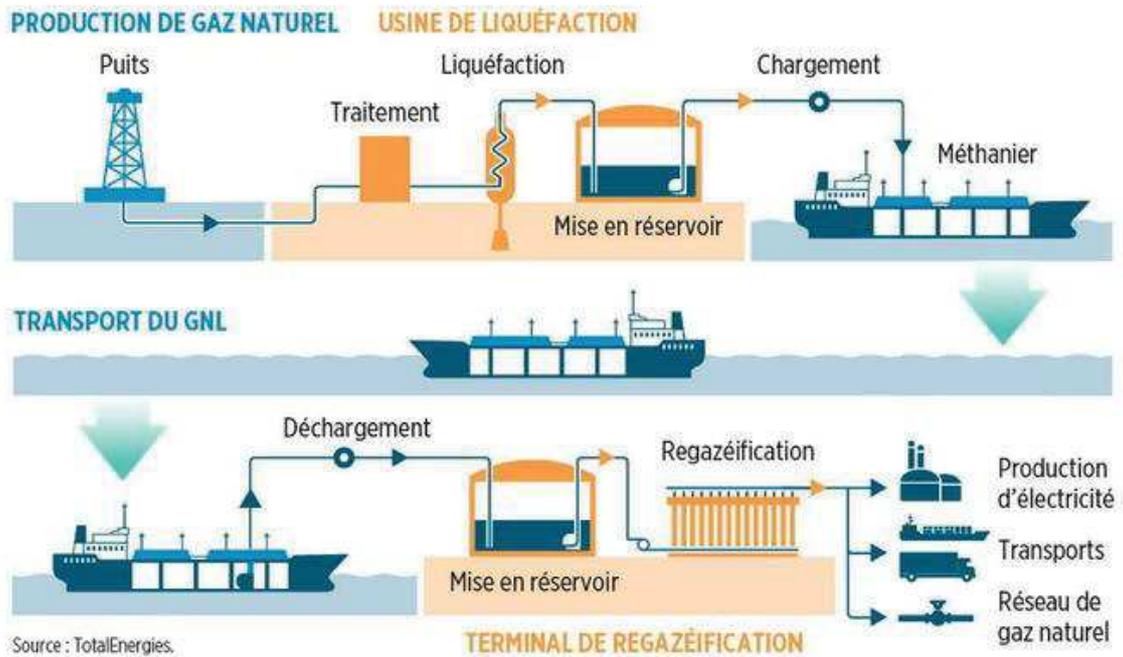
Source : bilan GES de l'ADEME (2020)

| <b>Combustible</b>           | <b>Émission de CO<sub>2</sub></b> |
|------------------------------|-----------------------------------|
| <b>Centrale nucléaire</b>    | 6 g CO <sub>2</sub> e/kWh         |
| <b>Éolien en mer</b>         | 9 g CO <sub>2</sub> e/kWh         |
| <b>Éolien en terre</b>       | 10 g CO <sub>2</sub> e/kWh        |
| <b>Hydroélectricité</b>      | 10 g CO <sub>2</sub> e/kWh        |
| <b>Biomasse</b>              | 32 g CO <sub>2</sub> e/kWh        |
| <b>Géothermie</b>            | 38 g CO <sub>2</sub> e/kWh        |
| <b>Gaz naturel</b>           | 443 g CO <sub>2</sub> e/kWh       |
| <b>Pile à combustible</b>    | 664 g CO <sub>2</sub> e/kWh       |
| <b>Centrale fioul-vapeur</b> | 730 g CO <sub>2</sub> e/kWh       |
| <b>Pétrole lourd</b>         | 778 g CO <sub>2</sub> e/kWh       |
| <b>Centrale à charbon</b>    | 1 058 g CO <sub>2</sub> e/kWh     |

### Annexe 3 : « La chaîne du GNL », infographie réalisée par le journal Le Point.

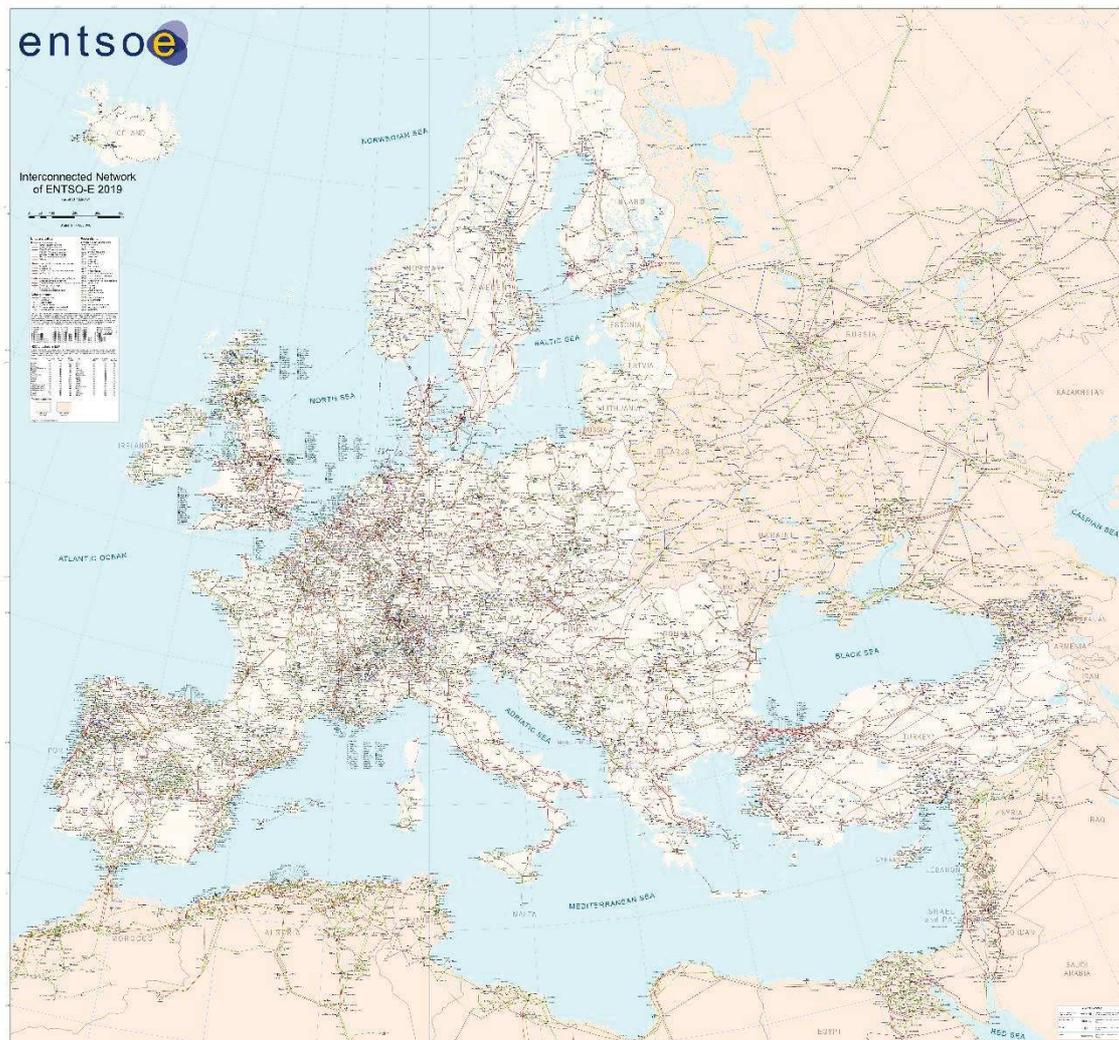
Source : UBERTALLI Olivier, « Crise du gaz : Cape Ann, l'indispensable terminal flottant du Havre », *Le Point*, 22 juillet 2022.

## La chaîne du GNL



**Annexe 4 : Carte du Réseau transeuropéen d'électricité (interconnexions électriques) en 2019.**

Source : ENTSO-E



## BIBLIOGRAPHIE

### COMMISSION D'ENQUÊTE VISANT À ÉTABLIR LES RAISONS DE LA PERTE DE SOUVERAINETÉ ET D'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE

Pour débiter cette bibliographie, il me paraît indispensable d'adresser des remerciements spéciaux aux députés de la commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France », présidée par Monsieur Raphaël SCHELLENBERGER, député (LR) du Haut-Rhin et dont le rapporteur fut Monsieur Antoine ARMAND, député (Renaissance) de Haute-Savoie. La grande qualité de leurs travaux, entre octobre 2022 et avril 2023, saluée par les observateurs du monde de l'énergie, ainsi que les multiples auditions effectuées, **ont contribué de manière substantielle à ce mémoire**, m'aidant à saisir la complexité des enjeux inhérents à la transition énergétique.

En plus du rapport final, voici la liste des auditions menées par la commission m'ayant particulièrement servi :

ASSEMBLÉE NATIONALE, ARMAND Antoine (rapporteur), *Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*, Paris, 30/03/2023, 490 p.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Jean-Marc JANCOVICI, Professeur à Mines ParisTech, Membre du Haut Conseil pour le climat*, Paris, 02/11/2022.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Marc-Antoine EYL-MAZZEGA, Directeur du Centre Énergie & Climat de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI)*, Paris, 24/11/2022.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Yves BRÉCHET, Ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique et Membre de l'Académie des sciences*, Paris, 29/11/2022.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Cédric LEWANDOWSKI, Directeur Exécutif Groupe EDF en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique*, Paris, 19/01/2023.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. André MERLIN, Président d'honneur du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)*, Paris, 01/02/2023.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Hervé MACHENAUD, Membre de l'Académie des technologies, ancien Directeur exécutif chargé de la production et de l'ingénierie, directeur de la branche Asie-Pacifique d'EDF (2010-2015)*, Paris, 08/02/2023.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. Nicolas SARKOZY, Ancien Président de la République (2007-2012)*, Paris, 16/03/2023.

ASSEMBLÉE NATIONALE, *Audition de M. François HOLLANDE, Ancien Président de la République (2012-2017)*, Paris, 16/03/2023.

## SOURCES OFFICIELLES

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Energy Technology Perspectives 2023*.

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Global Energy Review*, 30/04/2020.

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Rapport spécial sur le rôle des métaux critiques dans la transition énergétique*, 05/2021.

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Rapport spécial sur les chaînes d'approvisionnement mondiales pour l'énergie solaire*, 08/2022.

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *World Energy Outlook 2022*.

ASSEMBLÉE NATIONALE, BRU Vincent & DE COURSON Yolaine (rapporteurs), *Rapport d'information sur l'indépendance énergétique de l'Union européenne*, Commission des affaires européennes, Paris, 24/06/2020, 88 p.

CIUCCI Matteo, « Marché intérieur de l'énergie », Fiches techniques sur l'Union européenne, *Parlement européen*, 09/2022, 8 p.

COMMISSION EUROPÉENNE, *REPowerEU: Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable*, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, Strasbourg, 08/03/2023, 13 p.

LARSSON Robert L., *Tackling Dependency: The EU and its Energy Security Challenges*, Agence de recherche du Ministère de la défense suédois, Stockholm, 10/2007, 80 p.

RTE, *Futurs énergétiques 2050*, Paris, 02/2022.

SÉNAT, GREMILLET Daniel, KERN Claude & LAURENT Pierre (rapporteurs), *Rapport d'information sur l'inclusion du nucléaire dans le volet climatique de la taxonomie européenne des investissements durables*, Commission des affaires européennes, Paris, 24/11/2021, 61 p.

## OUVRAGES MENTIONNÉS

DÄNZER-KANTOF Boris & TORRES Félix, *L'Énergie de la France. De Zoé aux EPR, l'histoire du programme nucléaire*, Éditions François Bourin, 2013, 703 p.

FRANC Pierre-Étienne & MATEO Pascal, *Hydrogène : la transition énergétique en marche !*, Éditions Alternatives, 2015, 173 p.

LEWANDOWSKI Cédric, *Le nucléaire*, Paris, Humensis, 21/04/2021, 127 p.

RIFKIN Jeremy & GUILHOT Nicolas, *L'économie hydrogène : Après la fin du pétrole, la nouvelle révolution économique*, Éditions La Découverte (version traduite), 2002, 304 p.

TORBAY Ludovic & LAMBERT Stéphane, *Osons comprendre l'avenir de l'énergie*, Paris, Flammarion, 01/03/2023, 151 p.

BLAS Javier & Farchy Jack, *The World for Sale*, Random House Libri, 2021, non traduit.

SPIRO David E., *The Hidden Hand of American Hegemony: Petrodollar Recycling and International Markets*, Cornell University Press, 1999, non traduit.

YERGIN Daniel, *The New Map. Energy, Climate and the Clash of Nations*, Penguin Press, 2020, non traduit.

## ARTICLES DE REVUES, RAPPORTS ET ÉTUDES SCIENTIFIQUES

« L'énergie nucléaire : l'impossible débat ? Entretien avec François Roussely », *Hérodote*, vol. 100, no. 1, 2001, pp. 97-108.

BARTENSTEIN Aline, « La solidarité énergétique européenne : renforcer la résistance aux crises de l'Union européenne », 6 février 2022, consulté le 28 février 2023.

BYCHKOV Alexander, *L'avenir : des technologies innovantes pour la transformation et le stockage définitif des déchets radioactifs*, bulletin n°55-3 de l'AIEA, 09/2014.

COUPPEY-SOUBEYRAN Jézabel & ESPAGNE Étienne, « La transition écologique : vers un changement de paradigme monétaire et financier ? Introduction », *Revue économique*, vol. 73, n° 2, Presses de Sciences Po, 2022, p. 147-149.

FISCHER-HERZOG Claude, « L'Union de l'énergie : quelle sécurité énergétique en Europe ? », *Revue internationale et stratégique*, vol. 104, n° 4, IRIS éditions, 2016, p. 101-111.

GOLDBERG Nicolas & GUILLOU Antoine, *Décorrélés les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ?*, Terra Nova, 16 janvier 2023.

LEUSER Leon & PELLERIN-CARLIN Thomas, « La sobriété énergétique, Le levier manquant pour résoudre la crise de l'énergie », *Décryptage*, Paris: Institut Jacques Delors, 13 mai 2022, consulté le 28 février 2023.

NICOLOSO Barbara, « Les citoyens prennent leur destin énergétique en main », *DARD/DARD*, vol. 4, n° 2, Éditions de l'Attribut, 2020, p. 34-43.

PLIHON Dominique & RIGOT Sandra, « Les intermédiaires financiers publics face au changement climatique. *Public financial intermediaries and climate change* », *Revue économique*, vol. 73, n° 2, Presses de Sciences Po, 2022, p. 243-266.

SCIALOM Laurence, « Les banques centrales au défi de la transition écologique. Éloge de la plasticité », *Revue économique*, vol. 73, n° 2, Presses de Sciences Po, 2022, p. 219-242.

WORLD NUCLEAR REPORT, *World Nuclear Industry Status Report 2022*.

## **PRESSE SPÉCIALISÉE**

BARBAUX Aurélie, « EDF rachète une partie des activités nucléaires de General Electric, dont les turbines Arabelle », *L'Usine Nouvelle*, 10 février 2022, consulté le 30 janvier 2023.

COLLOT Giovanni, « Le charbon, élément du débat politique national et européen de la Pologne », sur *Le Grand Continent*, 30 juillet 2019, consulté le 5 avril 2023.

CROUZET Antoine, « Le Parlement européen valide la taxonomie verte proposée par la Commission », *Le Grand Continent*, 6 juillet 2022, consulté le 16 janvier 2023.

CROUZET Antoine, « Le plan RePowerEU », sur *Le Grand Continent*, 18 mai 2022, consulté le 23 mars 2023.

DE CATHEU Louis, « Politique du climat : les leçons de l'Inflation Reduction Act », sur *Le Grand Continent*, 24 août 2022, consulté le 15 mai 2023.

GAYET Anne-Sophie, « Nucléaire : la Belgique ferme définitivement un deuxième réacteur », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 31 janvier 2023, consulté le 31 janvier 2023.

HACHE Emmanuel & MIGNON Valérie, « 10 points sur les métaux stratégiques », sur *Le Grand Continent*, 21 mars 2023, consulté le 21 mars 2023.

L'Usine Nouvelle avec Reuters, « La Pologne et la Corée du Sud vont coopérer sur la construction de réacteurs nucléaires », *L'Usine Nouvelle*, 31 octobre 2022, consulté le 16 janvier 2023.

MALIK Matheo, « L'Union a une nouvelle doctrine chinoise », sur *Le Grand Continent*, 30 mars 2023, consulté le 30 mars 2023.

MALIK Matheo, « Le commerce sino-allemand sous tension », sur *Le Grand Continent*, 31 mars 2023, consulté le 31 mars 2023.

MALIK Matheo, « Le Japon et les États-Unis signent un accord sur les matériaux critiques », sur *Le Grand Continent*, 28 mars 2023, consulté le 28 mars 2023.

MALIK Matheo, « Les rêves contrariés « d'ouverture à l'Est » de Viktor Orbán », *Le Grand Continent*, 31 mars 2022, consulté le 16 janvier 2023.

MALIK Matheo, « Sondage exclusif : ce que pensent les Français de l'écologie de guerre », sur *Le Grand Continent*, 20 mars 2023, consulté le 23 mars 2023.

MANN Nathan, « La filière nucléaire est menacée par la perte de compétences industrielles en France, affirme l'ASN », *L'Usine Nouvelle*, 16 mai 2019, consulté le 31 janvier 2023.

MANN Nathan, « Neutrons rapides, caloporteurs à gaz, sels fondus... Les technos au cœur des réacteurs nucléaires de quatrième génération », *L'Usine Nouvelle*, 1<sup>er</sup> décembre 2021, consulté le 25 janvier 2023.

MANN Nathan, « Pourquoi Orano veut investir 1,3 milliard d'euros dans l'extension de son usine d'enrichissement d'uranium à Tricastin », 30 Janvier 2023, consulté le 2 février 2023.

RAMDANI Sami, « Nord Stream 2 : l'affrontement juridique entre Gazprom et l'Union européenne », *Le Grand Continent*, 14 janvier 2022, consulté le 27 février 2023.

SAILLOFEST Marin, « Emmanuel Macron annonce la construction d'une usine de semi-conducteurs en France », sur *Le Grand Continent*, 12 juillet 2022, consulté le 11 février 2023.

SAILLOFEST Marin, « Guerre technologique : 10 points sur les semi-conducteurs », sur *Le Grand Continent*, 8 novembre 2022, consulté le 11 février 2023.

SAILLOFEST Marin, « L'Europe diminue sa demande de gaz russe », *Le Grand Continent*, 20 janvier 2023, consulté le 21 janvier 2023.

SAILLOFEST Marin, « La stratégie allemande sur les matières premières critiques », *Le Grand Continent*, 5 janvier 2023, consulté le 16 janvier 2023.

SAILLOFEST Marin, « Le discours de la Sorbonne d'Olaf Scholz », *Le Grand Continent*, 22 janvier 2023, consulté le 22 janvier 2023.

SAILLOFEST Marin, « Le Maire et Habeck à Washington pour demander de la transparence et de la coopération sur l'Inflation Reduction Act », sur *Le Grand Continent*, 7 février 2023, consulté le 11 février 2023.

SAILLOFEST Marin, « Le nouvel accord sur le climat de la coalition allemande suscite des critiques », sur *Le Grand Continent*, 30 mars 2023, consulté le 30 mars 2023.

SAILLOFEST Marin, « Les relations énergétiques franco-espagnoles », *Le Grand Continent*, 18 janvier 2023, consulté le 20 janvier 2023.

SAILLOFEST Marin, « Un grand marché énergétique européen », *Le Grand Continent*, 9 septembre 2022, consulté le 31 décembre 2022.

## PRESSE GÉNÉRALISTE

ALLO Miguel, « Nucléaire en Belgique : et les centrales au gaz ? », *RTBF*, 9 janvier 2023, consulté le 17 janvier 2023.

AMBEC Stefan & CRAMPES Claude, « « Dans un monde où les énergies fossiles sont encore indispensables, il nous faut optimiser leur exploitation » », *Le Monde.fr*, 31 mars 2023, consulté le 31 mars 2023.

BALU Matthieu, « Crise de l'énergie : à cause de la France, le gaz allemand pourrait changer d'odeur », *Le HuffPost*, rubrique « Science », 14 octobre 2022, consulté le 2 mai 2023.

BASSO Davide, « Dans toute l'Europe, le nucléaire divise les partis politiques », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 3 avril 2023, consulté le 3 avril 2023.

BEEKER Etienne & FINON Dominique, « « Si l'Allemagne arrive de nouveau à imposer ses vues à Bruxelles, c'est toute la politique énergétique de la France qui se retrouvera entravée » », *Le Monde.fr*, 23 mars 2023, consulté le 31 mars 2023.

BEMBARON Elsa et BAYART Bertille, « Relance nucléaire: la France ouvre le «chantier du siècle» », *Le Figaro*, rubrique « Entreprises », 17 avril 2023, consulté le 22 avril 2023.

BENEZET Erwan, « Nucléaire : comment les turbines de General Electric à Belfort vont redevenir françaises », *leparisien.fr*, 7 février 2022, consulté le 30 janvier 2023.

BILLON Marie, « Don't Pay UK: l'appel aux Britanniques à ne pas payer leurs factures d'énergie », *Mediapart*, 26 août 2022, consulté le 15 mars 2023.

BOUTELET Cécile, « « En Allemagne, le charbon a longtemps eu une dimension émotionnelle très forte » », *Le Monde.fr*, 26 février 2023, consulté le 31 mars 2023.

BRONNER Luc, « Choix énergétiques de la France : le rapport accablant de la commission d'enquête parlementaire », *Le Monde.fr*, 6 avril 2023, consulté le 6 avril 2023.

BRONNER Luc, « EDF : les raisons d'une descente aux enfers », *Le Monde.fr*, 27 février 2023, consulté le 7 avril 2023.

BRONNER Luc, « L'énergie solaire, grande gagnante de la transition énergétique partout dans le monde... sauf en France », *Le Monde.fr*, 12 mars 2023, consulté le 13 mars 2023.

BRONNER Luc, « L'hydroélectricité sous la pression du changement climatique », *Le Monde.fr*, 6 mars 2023, consulté le 6 mars 2023.

BUFFIERE Gérard & KASRIEL Bernard, « « Il est urgent que le gouvernement prenne conscience du désastre énergétique annoncé par RTE » », *Le Monde.fr*, 21 mars 2023, consulté le 31 mars 2023.

BUSNEL Ulysse, « En Norvège, les profits records de l'industrie pétro-gazière depuis la guerre en Ukraine », *Libération*, rubrique « Europe », 6 mars 2023, consulté le 6 avril 2023.

CARRIAT Julie & PECOUT Adrien, « Chez les Verts, derrière la façade antinucléaire, le débat monte sur l'acceptation de l'atome », *Le Monde.fr*, 22 mars 2023, consulté le 23 mars 2023.

CESSAC Marjorie & MOUTERDE Perrine, « La Russie possède la seule usine au monde capable de « recycler » l'uranium déchargé des réacteurs nucléaires français », *Le Monde.fr*, 29 novembre 2022, consulté le 10 février 2023.

CESSAC Marjorie & MOUTERDE Perrine, « Le nucléaire russe, l'autre dépendance énergétique européenne », *Le Monde.fr*, 29 novembre 2022, consulté le 24 janvier 2023.

CESSAC Marjorie et MOUTERDE Perrine, « L'Autorité de sûreté nucléaire commence à travailler sur l'hypothèse d'une prolongation des réacteurs au-delà de soixante ans », *Le Monde.fr*, 23 janvier 2023, consulté le 13 mars 2023.

CESSAC Marjorie, « Au Niger, la mine d'uranium géante exploitée par Orano pour les centrales nucléaires françaises sous la menace du terrorisme et de la pollution », *Le Monde.fr*, 13 avril 2023, consulté le 13 avril 2023.

CESSAC Marjorie, « Débâcle chez les fournisseurs d'électricité alternatifs », *Le Monde.fr*, 28 septembre 2022, consulté le 4 mai 2023.

CHARREL Marie, « « La guerre en Ukraine va accélérer l'ascension du yuan à l'international et le déclin du dollar roi » », *Le Monde.fr*, 19 avril 2022, consulté le 24 janvier 2023.

CHARREL Marie, « Lithium, terres rares : le réveil tardif des mines en Europe », *Le Monde.fr*, 8 décembre 2022, consulté le 15 janvier 2023.

COLLEN Vincent, « Hydrogène : clash au sommet entre la France, l'Allemagne et l'Espagne », *Les Echos*, 10 février 2023, consulté le 10 mars 2023.

COLLEN Vincent, « Nucléaire : EDF ressuscite la marque Framatome », *Les Echos*, rubrique « Entreprises », 4 janvier 2018, consulté le 9 février 2023.

COURTIAL Sacha & LEHMAN Adrien, « Si l'Union européenne s'inquiète aujourd'hui de sa dépendance en matières premières, c'est assurément à raison », *Le Monde.fr*, 10 avril 2023, consulté le 13 avril 2023.

DE MEYER Karl, « Le plus gros gisement européen de terres rares découvert en Suède », *Les Echos*, rubrique « Monde », 12 janvier 2023, consulté le 16 janvier 2023.

DE VRIES Stefan, « Gaz néerlandais : le grand dilemme du gisement de Groningue », *Les Echos*, rubrique « Industrie Services », 29 septembre 2022, consulté le 5 avril 2023.

DONNEN Vincent, NOMINE Alexandre, ROUSSEAU François, « « Nous passons d'un monde intensif en hydrocarbures à un monde intensif en métaux » », *Le Monde.fr*, 5 juillet 2022, consulté le 13 avril 2023.

DOSDA Guillaume, « Première exportatrice d'électricité en Europe, la Norvège envisage d'arrêter ses exportations », *lejdd.fr*, 20 août 2022, consulté le 27 février 2023.

FENG Isabelle, « « Xi Jinping a signé l'arrêt de mort de l'internationalisation du yuan » », *Le Monde.fr*, 9 décembre 2022, consulté le 24 janvier 2023.

FRESSOZ Jean-Baptiste, « « On peut se réjouir et s'inquiéter que l'Europe crée des "pétro-euros" pour négocier son énergie » », *Le Monde.fr*, 29 janvier 2019, consulté le 7 mai 2023.

GODELIER Marine, « Hydrogène issu du nucléaire : les fourberies de Berlin », *La Tribune*, rubrique « Energie & Environnement », 3 février 2023, consulté le 4 février 2023.

GODELIER Marine, « Nucléaire : Rosatom perd un contrat en Finlande, mais continue ses livraisons en Europe », 2 mai 2022, consulté le 24 avril 2023.

GODELIER Marine, « Réseau électrique : 96 milliards d'euros, ces coûts cachés (et colossaux de la transition énergétique) », 13 mars 2023, consulté le 13 mars 2023.

HIVERT Anne-Françoise, « Au Danemark, la croissance démesurée et impatiente de l'éolien », *Le Monde.fr*, 24 mars 2023, consulté le 28 mars 2023.

HIVERT Anne-Françoise, « En Suède, la résurrection du programme nucléaire », *Le Monde.fr*, 9 février, consulté le 10 février 2023.

HIVERT Anne-Françoise, « Eolien en mer : la reconversion réussie de la société danoise Ørsted », *Le Monde.fr*, 23 novembre 2020, consulté le 2 avril 2023.

HIVERT Anne-Françoise, « Le Danemark annonce l'arrêt de ses exploitations pétrolières d'ici 2050 », *Le Monde.fr*, 4 décembre 2020, consulté le 2 avril 2023.

HIVERT Anne-Françoise, « Le nucléaire en haut de l'agenda politique suédois », *Le Monde.fr*, 14 février 2022, consulté le 1<sup>er</sup> avril 2023.

HOUÉDÉ Pauline, « L'Allemagne bloque l'entrée d'un groupe chinois dans le secteur de l'énergie », *Les Echos*, rubrique « Industrie Services », 27 juillet 2018, consulté le 31 janvier 2023.

IWANIUK Jakub, « La Pologne entre dans l'hiver orpheline de son charbon », *Le Monde.fr*, 30 novembre 2022, consulté le 25 janvier 2023.

JACOB Antoine, « Enfouissement. Déchets nucléaires : en Suède, une décision "historique" mais critiquée », *Courrier international*, 28 janvier 2022, consulté le 12 février 2023.

JOURDAN Nathalie, « Après les déboires de l'EPR, EDF va ouvrir une haute école de soudure », *La Tribune*, rubrique « Energie & Environnement », 30 août 2022, consulté le 11 février 2023.

KURMAYER Nikolaus J., « Allemagne : la course au GNL touche-t-elle à sa fin ? », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 3 mars 2023, consulté le 5 avril 2023.

KURMAYER Nikolaus J., « L'Allemagne conclut son premier grand accord gazier avec le Qatar », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 29 novembre 2022, consulté le 8 mars 2023.

KURMAYER Nikolaus J., « La France obtient la reconnaissance du nucléaire dans l'hydrogène vert européen », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 12 février 2023, consulté le 13 février 2023.

KURMAYER Nikolaus J., « Le futur réseau hydrogène de l'UE se précise après le vote au Parlement européen », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 9 février 2023, consulté le 13 février 2023.

KURMAYER Nikolaus J., « Le premier terminal méthanier d'Allemagne est opérationnel », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 19 décembre 2022, consulté le 24 janvier 2023.

KURMAYER Nikolaus J., « Nouvelle coalition allemande : 80 % d'énergies renouvelables d'ici à 2030 et davantage de gaz comme source d'énergie d'appoint », *www.euractiv.fr*, rubrique « Climat », 25 novembre 2021, consulté le 17 janvier 2023.

KURMAYER Nikolaus J., NOYAN Oliver & MICHALOPOULOS Sarantis, « Les profits énergétiques des États-Unis et de la Norvège mettent la solidarité et les nerfs de l'UE à l'épreuve », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 6 octobre 2022, consulté le 15 mars 2023.

LAROUSSERIE David, « Fusion nucléaire : une « percée scientifique majeure » annoncée par un laboratoire américain », *Le Monde.fr*, 13 décembre 2022, consulté le 30 janvier 2023.

LAROUSSERIE David, « Les déboires du projet international de réacteur ITER », *Le Monde.fr*, 22 mars 2022, consulté le 30 janvier 2023.

latribune.fr, « Les importations de gaz d'Azerbaïdjan bondissent en Europe », *La Tribune*, rubrique « International », 12 septembre 2022, consulté le 17 janvier 2023.

latribune.fr, « Nucléaire : venus aider EDF, les soudeurs américains rentrent à la maison », *La Tribune*, rubrique « Energie & Environnement », 23 décembre 2022, consulté le 11 février 2023.

Le Monde avec AFP, « EDF annonce des pertes et une dette sans précédent pour l'année 2022, malgré une forte hausse du chiffre d'affaires », *Le Monde.fr*, 17 février 2023, consulté le 6 avril 2023.

Le Monde avec AFP, « Eolien offshore : en mer du Nord, l'Allemagne, la Belgique, le Danemark et les Pays-Bas annoncent vouloir « multiplier par quatre » leur capacité totale d'ici à 2030 », *Le Monde.fr*, 19 mai 2022, consulté le 28 mars 2023.

Le Monde avec AFP, « Gaz : un méthanier norvégien met un terme au monopole russe dans les pays baltes », *Le Monde.fr*, 27 octobre 2014, consulté le 23 mars 2023.

Le Monde avec AFP, « La Russie a envoyé vers la France un des aimants géants prévus pour le programme ITER sur la fusion nucléaire », *Le Monde.fr*, 2 novembre 2022, consulté le 30 janvier 2023.

Le Monde avec AFP, « Présidence française de l'Union européenne : Yannick Jadot réclame plus d'engagements et de moyens en matière écologique », *Le Monde.fr*, 8 décembre 2021, consulté le 9 février 2023.

Le Monde avec AFP, « Puces électroniques : les Pays-Bas vont freiner l'exportation de certaines technologies pour raisons de « sécurité » », *Le Monde.fr*, 8 mars 2023, consulté le 13 mars 2023.

LEMAÎTRE Frédéric, « Charbon : la Chine fait tourner ses centrales au maximum », *Le Monde.fr*, 31 août 2022, consulté le 26 avril 2023.

Les Échos, « Toshiba cède Westinghouse Electric pour 4,6 milliards de dollars », *Les Echos*, rubrique « Entreprises », 4 janvier 2018, consulté le 9 février 2023.

MACGREGOR Catherine, « TRIBUNE. Catherine MacGregor, directrice générale d'Engie : « Relançons l'Europe de l'énergie » », *lejdd.fr*, 10 décembre 2022, consulté le 6 janvier 2023.

MALINGRE Virginie, « A Bruxelles, la guerre du nucléaire entre l'Allemagne et la France fait rage », *Le Monde.fr*, 5 mars 2023, consulté le 6 mars 2023.

MALINGRE Virginie, « COP27 : le Green Deal européen mis à l'épreuve par la guerre en Ukraine », *Le Monde.fr*, 7 novembre 2022, consulté le 19 mars 2023.

MALINGRE Virginie, « Face à la Chine et aux Etats-Unis, l'Europe se dote d'une politique industrielle inédite », *Le Monde.fr*, 17 mars 2023, consulté le 19 mars 2023.

MALINGRE Virginie, « Technologies vertes : le « plan » d'Ursula von der Leyen pour gagner la bataille industrielle », *Le Monde.fr*, 17 janvier 2023, consulté le 2 février 2023.

MANDARD Stéphane, « BNP Paribas, première banque assignée en justice pour son financement des énergies fossiles », *Le Monde.fr*, 23 février 2023, consulté le 12 mai 2023.

MARION Paul, « L'EPR, le chemin de croix du nucléaire français », *La Tribune*, rubrique « Energie & Environnement », 26 mars 2023, consulté le 30 mars 2023.

MESMER Philippe, « Sobriété énergétique : les leçons du "setsuden", le grand plan japonais », *L'Express*, rubrique « Climat et transitions », 30 août 2022, consulté le 5 février 2023.

MESSAD Paul et BOURGERY-GONSE Théo « Métaux critiques : « nous devons exploiter tous les gisements d'Europe » lance Philippe Varin, ancien président d'Orano », sur *www.euractiv.fr*, rubrique « Climat », 10 janvier 2023, consulté le 16 mai 2023.

MESSAD Paul, « Directive renouvelables : l'intégration impossible de l'hydrogène nucléaire ? », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 3 avril 2023, consulté le 3 avril 2023.

MESSAD Paul, « Petits réacteurs nucléaires: ce que l'UE doit faire, selon le patron de NUWARD », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 26 avril 2023, consulté le 26 avril 2023.

MESSAD Paul, « Énergies renouvelables: la fausse bonne idée des “zones propices” européennes ? », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 6 septembre 2022, consulté le 13 mars 2023.

MESSAD Paul, « La France et l'Allemagne trouvent un terrain d'entente sur l'hydrogène décarboné », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 23 janvier 2023, consulté le 31 janvier 2023.

MESSAD Paul, « Le Conseil de l'UE adopte un objectif de 40 % d'énergies renouvelables d'ici 2030 », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 28 juin 2022, consulté le 13 mars 2023.

MESSAD Paul, « Le Parlement européen adopte un objectif de 45 % d'énergies renouvelables pour 2030 », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 14 septembre 2022, consulté le 13 mars 2023.

MESSAD Paul, « Nucléaire: Paris prépare sa contre-offensive après l'« expression malheureuse » d'Ursula von der Leyen », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 27 mars 2023, consulté le 29 mars 2023.

MESSAD Paul, « Nucléaire contre renouvelables: deux camps s'affrontent à Bruxelles », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 29 mars 2023, consulté le 29 mars 2023.

MESSAD Paul, « Paris veut l'intégration complète du nucléaire dans le Net-Zero Industry Act », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 24 mars 2023, consulté le 24 mars 2023.

MOLLY Killeen « Les Pays-Bas vont contrôler les exportations de technologies cruciales pour la fabrication de semi-conducteurs », sur *www.euractiv.fr*, rubrique « Économie », 9 mars 2023, consulté le 15 mai 2023.

MOUSTERDE Perrine & PÉCOUT Adrien, « L'approvisionnement en métaux, enjeu critique de la transition énergétique », *Le Monde.fr*, 10 juin 2022, consulté le 19 mars 2023.

MOUSTERDE Perrine, « Déchets nucléaires: un dossier de 10 000 pages pour convaincre de la sûreté du site d'enfouissement de Cigéo », *Le Monde.fr*, 17 janvier 2023, consulté le 12 février 2023.

MOUSTERDE Perrine, « Réchauffement climatique: le nucléaire appelé à s'adapter au manque d'eau », *Le Monde.fr*, 22 mars 2023, consulté le 23 mars 2023.

ORANGE Martine, « Comment la guerre en Ukraine a changé le monde de l'énergie », *Mediapart*, 2 juillet 2022, consulté le 17 février 2023.

PASCAL Federica, « L'Italie renforce son interconnexion énergétique avec l'Algérie », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 24 janvier 2023, consulté le 15 mars 2023.

PÉCOUT Adrien, « Electricité : la libéralisation du marché européen suscite des critiques », *Le Monde.fr*, 2 décembre 2021, consulté le 4 mai 2023.

PÉCOUT Adrien, « Le réchauffement climatique, enjeu croissant pour la disponibilité du parc nucléaire », *Le Monde.fr*, 12 mai 2022, consulté le 13 mars 2023.

PÉCOUT Adrien, « Nucléaire : la France et dix autres pays veulent relancer l'Europe de l'atome », *Le Monde.fr*, 28 février 2023, consulté le 19 mars 2023.

PÉCOUT Adrien, « Nucléaire : le long chemin avant une éventuelle prolongation de réacteurs à 80 ans », *Le Monde.fr*, 30 janvier 2023, consulté le 12 février 2023.

PESHIMAM Gibran Naiyyar, « Exclusive: Pakistan plans to quadruple domestic coal-fired power, move away from gas », *Reuters*, rubrique « Energy », 14 février 2023, consulté le 19 février 2023.

PHILIBERT Cédric, « Energie : « Solaire et éolien offrent les plus grands potentiels à coût nul » », *Le Monde.fr*, 31 mars 2023, consulté le 31 mars 2023.

QUÉNELLE Benjamin, « De l'université au Kremlin, le credo énergétique de Vladimir Poutine », *Le Temps*, 28 juin 2006, consulté le 23 mars 2023.

QUIRET Matthieu, « La Pologne choisit Westinghouse et écarte EDF pour sa première centrale nucléaire | Les Echos », 30 octobre 2022, consulté le 16 janvier 2023.

RAFENBERG Marina, « En Grèce, la « Ruhr des Balkans » voit sa transition énergétique ralentie par la guerre en Ukraine », *Le Monde.fr*, 9 décembre 2022, consulté le 24 janvier 2023.

RENAUD Ninon, « En Allemagne, le charbon de nouveau incontournable », *Les Echos*, rubrique « Finance & Marchés », 20 décembre 2022, consulté le 5 avril 2023.

RENAUD Ninon, « En pleine transition, Siemens Energy va supprimer 7.800 emplois dans le monde », *Les Echos*, rubrique « Industrie Services », 2 février 2021, consulté le 31 janvier 2023.

RENAUD Ninon, « Gaz : les réserves allemandes fondent à vue d'œil à cause de la pression russe », *Les Echos*, rubrique « Monde », 2 février 2022, consulté le 15 mars 2023.

Reuters avec l'Opinion, « Pour EDF, il n'est « pas tabou » de prolonger jusqu'à 80 ans la durée de vie du parc nucléaire », *l'Opinion*, rubrique « Economie », 20 janvier 2023, consulté le 23 janvier 2023.

REUTERS, « Yuan overtakes dollar to become most-used currency in China's cross-border transactions », *Reuters*, rubrique « Currencies », 26 avril 2023, consulté le 30 avril 2023.

SIMON Frédéric, « Charles Michel appelle à une « union de l'énergie » en réponse à la crise », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 11 octobre 2022, consulté le 22 mars 2023.

SIMON Frédéric, « L'UE s'accorde sur un objectif de 42,5 % de renouvelables d'ici 2030 », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 30 mars 2023, consulté le 3 avril 2023.

SIMON Frédéric, « La commission de l'Industrie européenne adopte un objectif de 45 % d'énergies renouvelables en 2030 », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 14 juillet 2022, consulté le 13 mars 2023.

SIMON Frédéric, « La Norvège enregistre un excédent commercial record suite à la hausse des ventes de gaz en Europe », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 16 septembre 2022, consulté le 8 mars 2023.

SIMON Frédéric, « Sept États membres écartent l'hydrogène d'origine nucléaire du texte européen sur les renouvelables », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 20 mars 2023, consulté le 29 mars 2023.

STEIWER Nathalie, « Le Qatar devient premier actionnaire de l'énergéticien allemand RWE », *Les Echos*, rubrique « Industrie Services », 2 mars 2023, consulté le 6 mars 2023.

STOLTON Samuel, "Von der Leyen announces Net-Zero Industry Act to compete with US subsidy spree", *POLITICO*, 17 janvier 2023, consulté le 31 janvier 2023.

STRANDBERG Hans, « Énergie. Stocker les déchets nucléaires pour 100 000 ans, l'option finlandaise », *Courrier international*, 22 janvier 2022, consulté le 12 février 2023.

STROOBANTS Jean-Pierre, « Crise énergétique : la Belgique craint pour son approvisionnement électrique », *Le Monde.fr*, 8 décembre 2022, consulté le 24 janvier 2023.

SZUMSKI Charles, « Copenhague abandonne son rêve d'être neutre en carbone d'ici 2025 », *www.euractiv.fr*, rubrique « Energie », 23 août 2022, consulté le 25 janvier 2023.

VALLET Cédric, « Pour le Parlement européen, gaz et nucléaire sont des énergies durables », *Le Monde.fr*, 6 juillet 2022, consulté le 6 mars 2023.

VANTTINEN Pekka, « Des centaines de « pétroliers fantômes » naviguent dans le golfe de Finlande », *www.euractiv.fr*, rubrique « Planète », 20 mars 2023, consulté le 24 mars 2023.

WAJSBROT Sharon, « Bornes de recharge, éolien, solaire : Enedis prévoit presque 100 milliards d'investissements », *Les Echos*, rubrique « Industrie Services », 13 mars 2023, consulté le 13 mars 2023.

WAKIM Nabil, « Comment la Chine achète l'Europe de l'énergie », *Le Monde.fr*, 29 août 2018, consulté le 31 janvier 2023.

WIEDER Thomas, « Nord Stream 2 : la réponse très politique de l'Allemagne à la Russie après son offensive en Ukraine », *Le Monde.fr*, 23 février 2022, consulté le 31 mars 2023.

WOESSNER Géraldine, « « Plan eau » : la bourde embarrassante d'Emmanuel Macron sur le nucléaire », *Le Point*, 4 avril 2023, consulté le 4 avril 2023.

WOESSNER Géraldine, « Hydrogène, la grande illusion ? », 2 février 2023, consulté le 3 février 2023.

WOESSNER Géraldine, « Nucléaire : une commission d'enquête, un scandale... et après ? », *Le Point*, 17 mars 2023, consulté le 28 mars 2023.

WOESSNER Géraldine, « Sécheresse et nucléaire : une flambée de fantasmes », *Le Point*, 17 juin 2022, consulté le 1<sup>er</sup> mai 2023.

WOESSNER Géraldine, « Sur le nucléaire, tout le monde ment... », *Le Point*, 26 janvier 2023, consulté le 27 janvier 2023.

ZICHOVA Kateřina, « Les régions charbonnières tchèques risquent de perdre l'argent de l'UE », *www.euractiv.fr*, rubrique « Développement durable », 24 mars 2023, consulté le 24 mars 2023.

# INDEX DES FIGURES

## INTRODUCTION

**Figure 1 :** Évolution quotidienne du prix du gaz naturel sur les contrats TTF à un mois (EUR/MWh, 01/04/2021-01/05/2023)

**Figure 2 :** Évolution du taux d'inflation dans l'UE (% , 01/2022-01/2023)

**Figure 3 :** Évolution de la quantité d'électricité produite par le parc nucléaire français (TWh, 1995-2022)

**Figure 4 :** Cours du pétrole brut (brent) sur le marché de référence (USD, 01/2014-01/2023)

**Figure 5 :** Évolution mensuelle du prix de gros de l'électricité dans les États membres de l'UE (EUR/MWh, 01/2016-04/2023)

## CHAPITRE 1 – QUELLES RÉPONSES À L'URGENCE DE LA CRISE ÉNERGÉTIQUE ?

**Figure 6 :** Taux de dépendance énergétique des États membres de l'UE (% , 2000-2021)

**Figure 7 :** Part des produits énergétiques dans la consommation totale d'énergie finale des États membres de l'UE (Mtep, 2021)

**Figure 7.1 :** Part des produits énergétiques dans la consommation totale d'énergie finale de la Suède et de la Finlande (2021)

**Figure 8 :** Évolution de la consommation finale annuelle d'énergie dans l'UE (Mtep, 2012-2021)

**Figure 9.1 :** Principaux fournisseurs de l'UE en gaz naturel (% , 2020)

**Figure 9.2 :** Principaux fournisseurs de l'UE en pétrole (% , 2020)

**Figure 9.3 :** Principaux fournisseurs de l'UE en combustibles solides (% , 2020)

**Figure 10 :** Production d'électricité par source d'énergie primaire dans les États membres de l'UE (GWh, 2021)

**Figure 11 :** Principaux fournisseurs de gaz naturel des Pays-Bas, de la Belgique, de l'Allemagne, et de l'Italie (TJ, 2021)

**Figure 12 :** Principaux fournisseurs de gaz naturel de la Hongrie, la Roumanie et la Slovaquie (TJ, 2021)

**Figure 13 :** Principaux fournisseurs de combustibles solides fossiles de la Pologne, la Bulgarie et l'Allemagne (Mt, 2021)

**Figure 14 :** Principaux fournisseurs d'uranium à destination des centrales nucléaires de l'UE (tU, 2021)

**Figure 15 :** Mix énergétique et électrique de la Pologne (2021)

**Figure 16 :** Part des différentes sources d'énergie primaire dans la production totale d'énergie des États membres de l'UE (% , 2021)

**Figure 17 :** Production d'énergie primaire selon l'origine dans l'UE (TJ, 1990-2021)

**Figure 18 :** Volumes d'importations européennes hebdomadaires de gaz russe par gazoduc (mmc, 2021-2023)

**Figure 19 :** Consommation mensuelle de gaz naturel de l'UE (TJ)

**Figure 20 :** Part de chaque fournisseur tiers de gaz de l'UE entre janvier et novembre 2022 (%)

**Figure 21 :** Valeur des exportations norvégiennes d'hydrocarbures (milliards de NOK, 1975-2022)

**Figure 22 :** Volumes d'importations mensuelles de GNL produit aux États-Unis par l'UE (mmc, 01/2021-11/2022)

**Figure 23.1 :** Évolution mensuelle de la consommation de gaz naturel des États membres de l'UE (TJ, 2021)

**Figure 23.2 :** Évolution mensuelle de la consommation de gaz naturel des États membres de l'UE (TJ, 2022)

**Figure 24 :** Évolution quotidienne des volumes de remplissage des réserves stratégiques de gaz naturel (01/01/2022-01/01/2023)

**Figure 25.1 :** Évolution semestrielle des prix de l'électricité (clients résidentiels) dans les États membres de l'UE (EUR/kWh, S1 2020-S2 2022)

**Figure 25.2 :** Évolution semestrielle des prix de l'électricité (clients non résidentiels) dans les États membres de l'UE (EUR/kWh, S1 2020-S2 2022)

## **CHAPITRE 2 – DES DÉPENDANCES ÉNERGÉTIQUES PROBLÉMATIQUES : VIS-À-VIS DE LA RUSSIE ET DE LA CHINE**

**Figure 26 :** Principaux fournisseurs de l'Allemagne en gaz naturel (TJ, 1990-2021)

**Figure 27 :** Carte des gazoducs reliant la Russie et l'Europe

**Figure 28 :** Attributions de Rosatom et équivalence en France

**Figure 29 :** État du parc nucléaire dans l'Union européenne (2022)

**Figure 30 :** Part de chaque région dans la capacité mondiale de production des technologies propres (% , 2021)

**Figure 31 :** Liste de métaux utilisés dans les technologies de la transition énergétique

**Figure 32 :** Principaux pays producteurs des métaux nécessaires à la transition énergétique

**Figure 33 :** Parts de la Chine dans la production et les réserves mondiales de certains métaux critiques (% , 2015-2020)

**Figure 34 :** Part du dollar américain (USD et du yuan chinois (CNY) dans les volumes de transactions mensuels à la bourse de Moscou (03/2022-03/2023)

**Figure 35 :** État du parc nucléaire mondial (2022)

### **CHAPITRE 3 – UN NOUVEAU CADRE RÉGLEMENTAIRE ET FINANCIER EUROPÉEN**

**Figure 36 :** Évolution du nombre de fournisseurs de gaz naturel et d'électricité en France (2007-2021)

**Figure 37 :** Tableau récapitulatif des mesures européennes visant à garantir la sécurité d'approvisionnement selon le produit énergétique concerné

**Figure 38 :** Volumes annuels des importations et exportations d'électricité de la France en Europe (TWh, 2011-2021)

**Figure 39 :** Schéma récapitulatif des différents marchés de gros de l'électricité

**Figure 40 :** Schéma récapitulatif de l'organisation des marchés de l'électricité en France

**Figure 41 :** Illustration du système d'ordre de mérite sur le marché de gros de l'électricité

**Figure 42 :** Évolution moyenne des prix de l'électricité (clients résidentiels et non résidentiels) dans les États membres de l'UE (EUR/kWh, S1 2020-S2 2022)

**Figure 43 :** Illustration du système d'ordre de mérite, au vu des contraintes physiques impactant la production électrique du parc européen de centrales (2021-2023)

**Figure 44 :** Évolution du cours du gaz naturel sur le marché de référence et du prix spot de l'électricité pour la France (EUR/MWh, 01/01/2022-01/03/2023)

**Figure 45 :** Évolution du prix spot de l'électricité pour la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et l'Autriche (EUR/MWh, 01/2021-04/2023)

**Figure 46 :** Schéma récapitulatif du phénomène de contagion de l'envolée des prix sur les marchés de l'électricité

**Figure 47 :** Évolution mensuelle des changements de fournisseur (par type) sur le marché de détail de l'électricité, pour les clients résidentiels et non résidentiels en France (% , 04/2022-09/2022)

**Figure 48 :** Évolution mensuelle du prix de gros de l'électricité dans l'UE et plusieurs États membres, dont l'Espagne et le Portugal (EUR/MWh, 01/2019-04/2023)

**Figure 49 :** Illustration d'un couloir de prix sur les prix de gros mensuels de l'électricité (EUR/MWh)

**Figure 50 :** Évolution de la disponibilité des capacités de production électriques provenant des énergies renouvelables intermittentes en Allemagne (GW, janvier 2023)

**Figure 51 :** Évolution du taux de change de l'euro avec le dollar américain (EUR/USD, 03/01/2022-02/05/2023)

**Figure 52 :** Les objectifs environnementaux de la taxonomie « verte » européenne

**Figure 53 :** Répartition des États membres de l'UE selon leur soutien ou leur opposition à l'inclusion de l'énergie nucléaire dans la taxonomie européenne (2020-2022)

**Figure 54 :** État du parc nucléaire dans l'Union européenne (2019)

**Figure 55 :** Critères techniques retenus par le règlement délégué 2022/1214 incluant le gaz naturel et l'énergie nucléaire dans la taxonomie européenne

**Figure 56 :** Structure du plan NextGenerationEU (milliards d'EUR)

**Figure 57 :** Évolution des taux monétaires directeurs de la BCE (13/11/2013-10/05/2023)

**Figure 58 :** Évolution trimestrielle de l'endettement public des États membres de l'UE (2018-2022)

## **CHAPITRE 4 – POLITIQUE INDUSTRIELLE ET CHOIX TECHNOLOGIQUES D'UNE EUROPE CLIMATIQUEMENT NEUTRE EN 2050**

**Figure 59 :** Évolution annuelle mondiale du nombre de brevets déposés pour chaque technologie (2000-2021)

**Figure 60 :** Évolution annuelle du budget recherche et développement selon les technologies énergétiques des États européens de l'AIE (millions d'EUR, 2000-2021)

**Figure 61 :** Alliances industrielles européennes en activité

**Figure 62 :** Évolution annuelle de la part des voitures électriques dans le total des ventes (% , 2010-2022)

**Figure 63 :** Part de chaque région dans la capacité mondiale de production des batteries de véhicules électriques (GWh, 2022-2027)

**Figure 64 :** Estimation de la répartition des fonds alloués par l'IRA selon chaque secteur de la transition énergétique (% , 2022-2031)

**Figure 65 :** Part de chaque entreprise et État dans la production mondiale de semi-conducteurs (% , 2022)

**Figure 66 :** Liste des métaux critiques établie par la Commission européenne (mars 2023)

**Figure 67 :** Évolution annuelle de la demande mondiale de lithium, par secteur et par scénario de l'AIE (kt, 2020-2040)

**Figure 68 :** Part de chaque État dans les importations européennes de matières premières critiques selon le niveau de criticité (% , 2020)

**Figure 69 :** Évolution de la capacité de production électrique annuelle européenne selon la source d'énergie primaire (MW, 2021-2022)

**Figure 70 :** Évolution de la capacité de production annuelle des centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Suisse, Autriche et Norvège (MW, 2021-2022)

**Figure 71 :** Schéma récapitulatif du fonctionnement d'une STEP

**Figure 72 :** Évolution de la production énergétique mondiale selon le scénario net-zéro en 2050 de l'AIE (% , 2019-2050)

**Figure 73 :** Évolution de la consommation mondiale des différents produits énergétiques selon le scénario net-zéro en 2050 de l'AIE (EJ, 2019-2050)

**Figure 74 :** Délai mensuel moyen d'octroi de permis d'installation de centrales éoliennes terrestres et solaires, selon l'État membre concerné (2021)

**Figure 75 :** Part de chaque composante dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre, selon le scénario net-zéro en 2050 de l'AIE (2021-2050)

**Figure 76 :** Part de chaque région dans les brevets des technologies de production d'hydrogène (2011-2020)

**Figure 77 :** Évolution de la quantité annuelle d'électricité produite d'origine nucléaire selon les États membres de l'UE (TWh, 2021-2022)

**Figure 78 :** Évolution du calendrier et des coûts estimés de l'EPR de Flamanville (2004-2024)

**Figure 79 :** Prévisions sur la répartition des capacités mondiales d'enrichissement de l'uranium selon l'entité concernée (UTS, 2020-2030)

**Figure 80 :** Évolution de la capacité de production du parc nucléaire français, en cas d'arrêt des réacteurs existants avec une prolongation à 60 ans (GWe, 2035-2050)

**Figure 81 :** Âge moyen du parc nucléaire de l'Union européenne, selon les États membres (2022)

**Figure 82 :** Carte du parc nucléaire français en activité (2023)

**Figure 83 :** Comparaison des systèmes de refroidissement en circuit ouvert et fermé

**Figure 84 :** Classification des types de déchets radioactifs provenant de l'exploitation des centrales nucléaires, selon leur dangerosité et leur solution de traitement actuelle en France

**Figure 85 :** Application de la méthode suédoise KBS-3 sur le site d'Onkalo

**Figure 86 :** Nombre de réacteurs nucléaires en construction, selon l'État concerné (2023)

**Figure 87 :** Répartition des États membres de l'UE selon leur appartenance à l'Alliance du nucléaire, ou aux Amis des renouvelables

## CONCLUSION

**Figure 88** : Coût annuel de chaque scénario proposé par RTE permettant à la France d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 (milliards d'EUR, 2020-2050/2060)

### ENCADRÉS PAR CHAPITRE

#### INTRODUCTION

**ENCADRÉ 1** – ARTICLE 194 DU TFUE

#### CHAPITRE 1 – QUELLES RÉPONSES À L'URGENCE DE LA CRISE ÉNERGÉTIQUE ?

**ENCADRÉ 2** – SCHISTES BITUMINEUX, SABLES BITUMINEUX, GAZ DE SCHISTE

**ENCADRÉ 3** – LE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

#### CHAPITRE 2 – DES DÉPENDANCES ÉNERGÉTIQUES PROBLÉMATIQUES : VIS-À-VIS DE LA RUSSIE ET DE LA CHINE

**ENCADRÉ 4** – LE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

#### CHAPITRE 3 – UN NOUVEAU CADRE RÈGLEMENTAIRE ET FINANCIER EUROPÉEN

**ENCADRÉ 5** – LES DIFFÉRENTS MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

**ENCADRÉ 6** – L'ACCÈS RÉGULÉ À L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE HISTORIQUE (ARENH)

**ENCADRÉ 7** – LES CONTRATS POUR DIFFÉRENCE

**ENCADRÉ 8** – LES MÉCANISMES CAPACITAIRES

**ENCADRÉ 9** – LA TAXONOMIE « VERTE » EUROPÉENNE

#### CHAPITRE 4 – POLITIQUE INDUSTRIELLE ET CHOIX TECHNOLOGIQUES D'UNE EUROPE CLIMATIQUEMENT NEUTRE EN 2050

**ENCADRÉ 10** – LES PROJETS IMPORTANTS D'INTÉRÊT EUROPÉEN COMMUN (PIIEC)

**ENCADRÉ 11** – APPLICATIONS ET COULEURS DE L'HYDROGÈNE

**ENCADRÉ 12** – LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES DE QUATRIÈME GÉNÉRATION

# TABLE DES MATIÈRES

|   |           |
|---|-----------|
| INTRODUCTION.....   | 4         |
| L'ÉNERGIE, UN SUJET PRIVILÉGIÉ DES RELATIONS INTERNATIONALES .....  | 5         |
| ... AU CŒUR DE LA CONSTRUCTION EUROPÉENNE .....   | 6         |
| CRISE ÉNERGÉTIQUE ET PARI POLITIQUE DU KREMLIN .....  | 11        |
| UNE CRISE RÉVÉLATRICE, AUX CAUSES MULTIPLES .....   | 13        |
| POURQUOI PARLER DE GRAND BOND EN AVANT ?.....   | 22        |
| LA GUERRE EN UKRAINE : UN MOMENT DE RUPTURE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE<br>EUROPÉENNE ?.....                                   | 25        |
| <b>PARTIE I – ÉTUDE DU PAYSAGE ÉNERGETIQUE EUROPÉEN : UNE CARTOGRAPHIE DE NOS<br/>DÉPENDANCES .....</b>                           | <b>28</b> |
| <b>CHAPITRE 1 – QUELLES REPONSES A L'URGENCE DE LA CRISE ENERGETIQUE ? .....</b>  | <b>28</b> |
| <b>I) – Avant le conflit, des disparités nationales en matière d'indépendance énergétique .....</b>                               | <b>28</b> |
| A) – Lien entre mix et dépendances énergétiques des États membres.....  | 28        |
| B) – Un nombre réduit de fournisseurs, pour une consommation stable d'énergie .....   | 34        |
| C) – Une fracture énergétique Est-Ouest ? .....   | 37        |
| <b>II) – En réponse à la crise, une nouvelle ruée vers les énergies fossiles ? .....</b>  | <b>43</b> |
| A) – Parmi les États membres, une relance généralisée de l'utilisation d'énergies fossiles, à contrecourant du<br>Pacte Vert..... | 43        |
| 1) – Cas pratiques : en Pologne et en Allemagne.....  | 43        |
| 2) – À qui profite le crime ?.....  | 48        |
| B) – Réflexions sur une relance de la production d'énergies fossiles en Europe .....  | 50        |
| 1) – Une production domestique en déclin.....   | 50        |
| 2) – Une résurgence des régions européennes productrices ? .....  | 53        |
| C) – À la recherche de nouveaux approvisionnements gaziers .....  | 54        |
| 1) – Un premier effort de réduction de la demande de gaz naturel .....  | 55        |
| 2) – La montée en puissance de nouveaux fournisseurs.....   | 56        |
| 2.1) – Approvisionnements par gazoduc (Norvège, Azerbaïdjan, Algérie) .....   | 57        |
| 2.2) – Approvisionnements par GNL (États-Unis, Qatar) .....   | 60        |
| 2.3) – D'autres fournisseurs envisageables ?.....   | 64        |
| 2.4) – Revers de la ruée européenne vers le gaz .....   | 65        |
| <b>III) – Un rôle de soutien et de coordination pour l'Union.....</b>   | <b>66</b> |
| A) – Dans l'urgence de la crise, un branle-bas de combat européen .....   | 66        |
| 1) – Pour préparer l'hiver, une action coordonnée sur les marchés du gaz .....  | 66        |
| 2) – Une « boîte à outils » communautaire face à l'envolée des prix de l'énergie .....  | 71        |
| B) – REPowerEU ou l'ambition d'un affranchissement définitif des énergies russes .....  | 74        |
| <b>CHAPITRE 2 – DES DEPENDANCES ENERGETIQUES PROBLEMATIQUES : VIS-A-VIS DE LA RUSSIE ET DE LA CHINE .....</b>                     | <b>77</b> |
| <b>I) – La Russie : autopsie d'une (inter)dépendance piège.....</b>   | <b>77</b> |
| A) – Histoire des hydrocarbures russes en Europe .....  | 77        |
| 1) – L'héritage de l'Union soviétique (années 1960-1991) .....  | 77        |
| 2) – Une (inter)dépendance perpétuée entre la Fédération de Russie et l'UE (1991-2022 ?).....                                     | 79        |
| 2.1) – L'aggravation de la dépendance aux hydrocarbures russes .....  | 80        |
| 2.2) – En dépit de multiples avertissements, ignorés.....   | 84        |
| 2.3) – Depuis l'invasion de l'Ukraine, les combustibles russes à la recherche de nouvelles voies.....                             | 87        |
| B) – Le nucléaire russe, la dépendance oubliée.....   | 88        |
| 1) – Rosatom, un acteur dominant à l'international... ..  | 88        |
| 2) – ... et en Europe.....  | 89        |
| 3) – Les poupées russes d'une dépendance insoluble ?.....   | 91        |
| 3.1) – Sur le cycle du combustible nucléaire.....   | 92        |
| 3.2) – Sur le développement des capacités nucléaires européennes.....   | 94        |

|  |            |
|--|------------|
| 3.3) – L’angle mort des sanctions occidentales.....  | 95         |
| <b>II) – La Chine : un « rival systémique » en constante progression.....</b>  | <b>98</b>  |
| <b>A) – Une position hégémonique sur les chaînes de valeur de la transition énergétique .....</b>  | <b>99</b>  |
| 1) – L’écrasante domination des technologies propres <i>Made In China</i> .....  | 99         |
| 2) – L’insoluble dépendance aux matières premières critiques chinoises ?.....  | 103        |
| 2.1) – Un nombre restreint d’acteurs sur le marché des métaux... ..  | 103        |
| 2.2) – Sur lequel la Chine exerce une domination sans partage .....  | 105        |
| 3) – Les sociétés chinoises à l’assaut du marché européen.....   | 107        |
| 3.1) – Une multiplication des prises de position dans l’Europe de l’énergie.....   | 107        |
| 3.2) – Profitant d’une absence de coordination européenne.....   | 110        |
| <b>B) – Des dépendances en devenir ? .....</b>   | <b>111</b> |
| 1) – Une ascension inéluctable du yuan dans les transactions énergétiques internationales ? .....  | 111        |
| 2) – L’émergence du nucléaire chinois .....  | 115        |
| <br>   |            |
| <b>PARTIE II – INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR GARANTIR LA SOUVERAINETÉ</b>   |            |
| <b>EUROPÉENNE .....</b>  | <b>118</b> |
| <br>   |            |
| <b>CHAPITRE 3 – UN NOUVEAU CADRE REGLEMENTAIRE ET FINANCIER EUROPEEN .....</b>   | <b>118</b> |
| <b>I) – L’indispensable réforme du cadre règlementaire communautaire .....</b>   | <b>118</b> |
| <b>A) – Aux racines de la crise : historique et organisation des marchés européens de l’énergie .....</b>  | <b>118</b> |
| 1) – Une construction progressive, autour de trois piliers .....   | 118        |
| 1.1) – La libéralisation et l’ouverture à la concurrence des marchés de l’énergie.....   | 119        |
| 1.2) – Garanties à la sécurité d’approvisionnement.....  | 121        |
| 1.3) – Le développement croissant des interconnexions .....  | 122        |
| 2) – Sur les traces du (dys)fonctionnement du marché européen de l’électricité .....   | 124        |
| 2.1) – Plusieurs marchés de l’électricité, aux vocations complémentaires .....   | 125        |
| 2.2) – Le mécanisme de fixation des prix sur le marché de gros : le système d’ordre de mérite.....   | 127        |
| <b>B) – Un cadre de marché défaillant, facteur aggravant de la crise énergétique .....</b>   | <b>129</b> |
| 1) – Pour le marché du gaz naturel, une absence criante de coordination .....  | 129        |
| 2) – Avis de tempête sur les marchés de l’électricité .....  | 130        |
| 2.1) – Un dévoiement du système d’ordre de mérite... ..  | 131        |
| 2.2) – Responsable d’une envolée des prix sur le marché de gros .....  | 134        |
| 2.3) – Atteignant le marché de détail .....  | 137        |
| 2.4) – Révélant ses propres failles.....   | 139        |
| 2.5) – Une crise résultant d’un manque d’investissement dans la production électrique, conséquence d’une concurrence faussée.....                                | 143        |
| <b>C) – Une réforme pour un changement de paradigme : passer d’un marché unifié par le « tout-concurrence » à la promotion de la transition énergétique.....</b> | <b>147</b> |
| 1) – L’impasse des « fausses solutions » .....   | 148        |
| 1.1) – « Sortir du marché européen de l’énergie », une idée dangereuse pour la sécurité d’approvisionnement .....  | 149        |
| 1.2) – Les limites d’une généralisation du « système ibérique ».....   | 150        |
| 1.3) – Les subventions nationales pour la consommation d’énergie, une solution intenable .....   | 152        |
| 2) – Pour le marché de gros de l’électricité : une réforme soutenant les investissements dans les capacités renouvelables et décarbonées .....                   | 153        |
| 2.1) – De premiers pas encourageants .....   | 154        |
| 2.2) – La piste d’un « couloir » de prix comme caution financière aux investissements.....   | 155        |
| 2.3) – En cohérence avec le développement des renouvelables, des mécanismes capacitaires au niveau européen .....  | 157        |
| 3) – Pour le marché de détail de l’électricité : un renforcement du cadre macroprudentiel.....   | 160        |
| 4) – Quel projet de réforme du marché de l’électricité porté par Bruxelles ? .....   | 162        |
| <b>II) – Une puissance économique et financière au service de l’effort de transition .....</b>   | <b>164</b> |
| <b>A) – Une priorité : renforcer la place de l’euro dans les transactions énergétiques internationales.....</b>  | <b>164</b> |
| 1) – Les balbutiements d’une stratégie européenne d’émancipation du pétrodollar .....  | 165        |

|   |            |
|---|------------|
| 2) – Un vœu pieu à l'heure de la crise énergétique ?.....   | 167        |
| <b>B) – Mobilisation générale des financements publics européens pour la transition.....</b>  | <b>170</b> |
| 1) – Le rôle de la taxonomie « verte » européenne dans la définition d'un cadre d'investissement commun ....                              | 170        |
| 1.1) – Un outil au service de la finance durable.....   | 172        |
| 1.2) – De vifs débats sectoriels quant à l'inclusion de certaines activités .....   | 172        |
| 1.3) – L'intérêt d'une taxonomie « brune » .....  | 179        |
| 2) – Le Pacte Vert pour l'Europe au cœur des plans de relance postpandémie.....   | 180        |
| <b>C) – À l'avenir, un rôle décisif de la BCE dans le financement de la transition énergétique ?.....</b>                                 | <b>183</b> |
| 1) – De nouveaux risques financiers générés par le dérèglement climatique .....   | 184        |
| 1.1) – Une prise de conscience progressive des banquiers centraux .....   | 184        |
| 1.2) – L'indispensable révolution conceptuelle dans l'évaluation financière des investissements dans la transition.....                   | 186        |
| 1.3) – Risques physiques, de transition et de responsabilité .....  | 188        |
| 2) – Les potentiels outils à disposition de la BCE pour son action climatique .....   | 190        |
| 2.1) – Plusieurs leviers d'action plus ou moins conventionnels .....  | 190        |
| 2.2) – Des instruments plus disruptifs.....   | 193        |
| 2.3) – Une nécessaire définition d'un mandat démocratique pour l'institution de Francfort .....   | 195        |
| <b>CHAPITRE 4 – POLITIQUE INDUSTRIELLE ET CHOIX TECHNOLOGIQUES D'UNE EUROPE CLIMATIQUEMENT NEUTRE EN 2050 .....</b>                       | <b>196</b> |
| <b>I) – L'Europe puissance industrielle « verte ».....</b>  | <b>196</b> |
| <b>A) – L'émergence d'une politique industrielle communautaire .....</b>  | <b>196</b> |
| 1) – L'industrie comme composante de « l'autonomie énergétique » européenne .....   | 196        |
| 2) – Les premiers pas d'une stratégie industrielle européenne.....  | 200        |
| 2.1) – L'industrie comme partie prenante du Pacte Vert.....   | 200        |
| 2.2) – Le succès d'un projet pilote : l'Alliance européenne des batteries .....   | 202        |
| 3) – Face à la concurrence internationale, la fin des attermolements européens ? .....  | 205        |
| 3.1) – Les prémices d'un arsenal législatif communautaire en défense des actifs stratégiques.....   | 205        |
| 3.2) – La bataille des technologies propres : <i>Inflation Reduction Act</i> américain contre <i>Net Zero Industry Act</i> européen ..... | 207        |
| <b>B) – Renforcer la maîtrise européenne des éléments critiques dans les chaînes de valeur de la transition énergétique.....</b>          | <b>210</b> |
| 1) – Pour les semi-conducteurs.....   | 210        |
| 2) – Pour les matières premières critiques.....   | 214        |
| 2.1) – La genèse d'une stratégie européenne .....   | 214        |
| 2.2) – Pistes pour s'affranchir de la mainmise chinoise à court-terme .....   | 216        |
| 2.3) – Le retour inévitable des mines en Europe à moyen-terme.....  | 219        |
| <b>II) – Les énergies renouvelables au cœur de la transition .....</b>  | <b>221</b> |
| <b>A) – Une résilience éprouvée par la crise énergétique .....</b>  | <b>221</b> |
| <b>B) – Quelles filières technologiques privilégier ?.....</b>  | <b>224</b> |
| 1) – L'hydraulique face au mur du dérèglement climatique .....  | 224        |
| 1.1) – L'eau, une ressource au cœur de tensions croissantes .....   | 224        |
| 1.2) – Une solution de repli pour l'équilibrage du réseau électrique .....  | 226        |
| 2) – L'inévitable montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes et des bioénergies.....                                   | 228        |
| <b>C) – Résistances locales et enjeux techniques.....</b>   | <b>230</b> |
| 1) – La bataille de l'acceptabilité sociale.....  | 230        |
| 1.1) – Le risque d'un enlisement des projets.....   | 230        |
| 1.2) – Le succès de l'implication citoyenne au cœur des « circuits courts » de l'énergie .....  | 232        |
| 2) – Stockage d'énergie, adaptation du réseau électrique et conflits d'usage .....  | 234        |
| <b>D) – L'hydrogène : le futur pétrole européen ?.....</b>  | <b>236</b> |
| 1) – Sur le papier, le « couteau suisse » de la transition énergétique.....   | 236        |
| 2) – Des verrous technologiques à surmonter .....   | 239        |
| 3) – Un rôle complémentaire à l'électrification dans l'effort de décarbonation de l'économie .....  | 241        |
| <b>III) – L'énergie nucléaire, ou la pomme de discorde européenne .....</b>   | <b>243</b> |

|  |            |
|--|------------|
| A) – Promesses et défis technologiques de l'atome .....                                      | 244        |
| 1) – L'aggiornamento de la filière : le nouveau nucléaire.....                               | 244        |
| 1.1) – Les <i>Small Modular Reactor</i> (SMR).....   | 245        |
| 1.2) – La quatrième génération de réacteurs pour fermer le cycle du combustible .....        | 247        |
| 1.3) – La fusion nucléaire, le « Graal des énergéticiens » ? .....                           | 249        |
| 2) – Plusieurs défis industriels et technologiques.....                                      | 252        |
| 2.1) – Perte de compétence de la filière et reconquête d'une souveraineté industrielle.....  | 253        |
| 2.2) – La prolongation des centrales existantes face à « l'effet falaise » .....             | 257        |
| 2.3) – L'adaptation au dérèglement climatique.....   | 259        |
| 2.4) – Les déchets, talon d'Achille du nucléaire ? .....                                     | 263        |
| B) – L'impossible débat européen ? .....   | 266        |
| 1) – Les États membres divisés entre relance et sortie du nucléaire.....                     | 266        |
| 1.1) – Désamour et impératifs climatiques (années 1980-2022).....                            | 266        |
| 1.2) – Conséquence de la guerre en Ukraine, un retour en force du nucléaire en Europe ?..... | 269        |
| 2) – La « bataille de l'atome » jusqu'au cœur des institutions européennes.....              | 271        |
| <b>CONCLUSION</b> .....  | <b>274</b> |
| <b>POUR LES CITOYENS EUROPÉENS : UNE RÉAPPROPRIATION DE LA CHOSE ÉNERGÉTIQUE</b> .....       | <b>274</b> |
| <b>POUR LE PERSONNEL POLITIQUE : PLAIDOYER POUR UN DÉBAT DIGNE DES ENJEUX</b> .....          | <b>279</b> |
| <b>POUR L'EUROPE DE L'ÉNERGIE : UN « CHANGEMENT D'ÉPOQUE »</b> .....                         | <b>283</b> |
| <b>GLOSSAIRE</b> .....   | <b>285</b> |
| <b>SIGLES ET UNITÉS DE MESURE</b> .....  | <b>286</b> |
| <b>ANNEXES</b> .....   | <b>288</b> |
| <b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....   | <b>293</b> |
| <b>COMMISSION D'ENQUÊTE VISANT À ÉTABLIR LES RAISONS DE LA PERTE DE SOUVERAINETÉ ET</b>      |            |
| <b>D'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE</b> .....   | <b>293</b> |
| <b>SOURCES OFFICIELLES</b> .....   | <b>294</b> |
| <b>OUVRAGES MENTIONNÉS</b> .....   | <b>294</b> |
| <b>ARTICLES DE REVUES, RAPPORTS ET ÉTUDES SCIENTIFIQUES</b> .....                            | <b>295</b> |
| <b>PRESSE SPÉCIALISÉE</b> .....  | <b>296</b> |
| <b>PRESSE GÉNÉRALISTE</b> .....  | <b>298</b> |
| <b>INDEX DES FIGURES</b> .....   | <b>307</b> |

Le 24 février 2022, en déclenchant l'invasion de l'Ukraine, Vladimir Poutine ne s'est pas contenté de signifier aux Européens le retour de la guerre interétatique sur leur continent. Les derniers mois, marqués par l'éclatement d'une crise énergétique inédite depuis les chocs pétroliers des années 1970, ont révélé les lourdes conséquences de cette décision sur l'Union européenne et ses quelques 450 millions d'habitants : explosion des cours du gaz naturel, envolée des prix de l'électricité, dépendances instrumentalisées par le Kremlin, appels politiques à des douches « *plus froides et plus courtes* », déploiement de boucliers tarifaires pour contrecarrer la précarité énergétique galopante, sabotage des gazoducs Nord Stream, réforme du marché européen de l'électricité, investissements dans la transition énergétique... Il est certain que la guerre en Ukraine et ses conséquences sur le système énergétique de l'Union n'ont pas manqué de défrayer l'actualité. Autant de sujets et d'interrogations auxquelles ce mémoire ambitionne d'apporter les réponses permettant de comprendre les ressorts – historiques, réglementaires, politiques – expliquant l'avènement de cette crise énergétique soudaine. Enfin, à l'heure des ambitions climatiques, d'indépendance et de transition portées par l'Union, nous revenons sur les moyens concrets d'y parvenir, et les difficultés qu'auront les Vingt-Sept à surmonter s'ils veulent réussir leur « Grand Bond en avant » énergétique.

*When Vladimir Putin launched his invasion of Ukraine on the 24th of February 2022, he wasn't just letting the Europeans know that inter-state conflict was back on their continent. The last few months, which have seen the outbreak of an energy crisis unprecedented since the oil crises of the 1970s, have revealed the far-reaching consequences of this decision for the European Union and its 450 million inhabitants: soaring natural gas prices, skyrocketing electricity prices, dependencies exploited by the Kremlin, political calls for "colder and shorter" showers, the deployment of price shields to counter galloping fuel poverty, sabotage of the Nord Stream gas pipelines, reform of the European electricity market, investment in the energy transition... There is no doubt that the war in Ukraine and its consequences for the EU's energy system have dominated the headlines. This thesis aims to provide answers to all these questions, to understand the historical, regulatory, and political factors behind this sudden energy crisis. Finally, at a time when the European Union's ambitions for climate change, independence and transition are on the rise, we look back at the practical means of achieving them, and the difficulties that the EU-27 will have to overcome if they want to make a success of their energy "Great Leap Forward".*