N° 53 FR – October 2026

Policy Brief

CEPII

Le 1er juillet 2026, le CEPII et l'OFCE ont fusionné pour donner naissance à l'IFE (Institut Français d'Économie). Ce centre de recherche en économie appliquée placé sous l'égide de Sciences Po, indépendant et non partisan, est appelé à devenir une voix de référence du débat économique en France et en Europe.

Du gaz russe au marché mondial du GNL. La nouvelle vulnérabilité de l'Union européenne

Carl Grekou, Valérie Mignon & Lionel Ragot

Résumé

L'UE s'est défaite de l'essentiel du gaz russe (livraisons par gazoduc en baisse de ~90 %) en le remplaçant par du GNL, dont la part est passée d'environ 20 % à 46 % des entrées primaires entre 2021 et 2025 : la dépendance n'a pas disparu, elle a changé de nature (d'un risque de rupture physique à une exposition au prix mondial).

Le centre de gravité gazier européen a glissé des points d'entrée continentaux de l'Est vers les façades atlantique et méditerranéenne, avec une réorientation des flux internes qui irrigue désormais le continent depuis les terminaux GNL plutôt que depuis l'axe est-ouest russe.

Le système reste fragile : assouplissement en 2025 de la cible de remplissage des stockages (90 % ramenés à un plancher de 75 %), taux tombé à 28 % au creux de mars 2026, révélant un arbitrage politique délibéré entre sécurité et coût plutôt qu'un échec technique.

L'analyse économétrique des prix montre une intégration croissante du TTF européen au marché mondial (rapprochement durable avec le JKM asiatique), tandis que le Henry Hub américain reste décorrélé – la crise du détroit d'Ormuz au printemps 2026 en a fait la démonstration : sans exposition physique directe significative, les prix européens se sont envolés par la seule concurrence mondiale pour les cargaisons de GNL.

Trois recommandations pour la France et l'UE : diversifier au-delà du duo Qatar-États-Unis, gérer la dépendance au GNL américain sans en faire un levier politique subi (distinguer contrats long terme et achats spot), et protéger la résilience industrielle (chimie notamment) face à la volatilité des prix mondiaux.

Introduction

En trois ans, l'Union européenne (UE) a accompli ce que la plupart des observateurs jugeaient hors d'atteinte au lendemain de l'invasion de l'Ukraine : se défaire de l'essentiel du gaz russe sans subir de rupture d'approvisionnement majeure[1]. Les livraisons russes par gazoduc ont reculé de près de 90 %, les terminaux méthaniers ont absorbé le report, les stockages ont été remplis et les prix sont redescendus de leur sommet de 2022. Le système a tenu. Il ne partait d'ailleurs pas de rien : le risque russe, identifié dès la rupture du transit ukrainien de 2009, avait conduit l'UE à bâtir interconnexions et capacités d'entrée excédentaires, créant par avance les conditions de la substitution. Cette réussite, réelle, fait pourtant naître une question que ce document entend trancher : la diversification a-t-elle supprimé la vulnérabilité énergétique de l'Europe, ou l'a-t-elle *déplacée* ?

une nouvelle vulnérabilité s'est substituée à la précédente

La thèse défendue ici est qu'une nouvelle vulnérabilité s'est substituée à la précédente. En remplaçant massivement le gaz russe livré par gazoduc par du gaz naturel liquéfié (GNL) – la part du GNL dans les entrées primaires de gaz de l'UE est passée d'environ 20 % en 2021 à 46 % en 2025 –, l'Europe a arrimé son approvisionnement au marché mondial du GNL. Elle a, ce faisant, échangé une dépendance contre une autre. À la dépendance à un fournisseur dominant, exposée au risque de rupture physique, s'est substituée une exposition au prix d'un marché mondial concurrentiel, sur lequel l'UE est désormais en compétition directe avec l'Asie pour des cargaisons disponibles au comptant. La vulnérabilité n'a pas disparu : elle a changé de nature. Le risque d'hier était celui du robinet que l'on ferme ; celui d'aujourd'hui est celui de prix qui s'envolent.

Deux chocs permettent de saisir ce déplacement. Le premier est la guerre en Ukraine et la rupture des approvisionnements russes qu'elle a entraînée : c'est le choc fondateur, celui qui a imposé la reconfiguration du système européen d'approvisionnement en gaz. Le second est la crise du détroit d'Ormuz, au printemps 2026 : c'est le premier test de résistance grandeur nature du nouveau système issu du premier choc. Son intérêt analytique tient à ce qu'il frappe l'Europe là où elle ne s'y attendait pas. En effet, l'exposition directe du continent européen au gaz transitant par Ormuz est faible, de l'ordre d'un dixième des volumes concernés. Pourtant, les prix européens se sont envolés. Le canal de transmission n'est pas le volume physiquement perdu, mais la concurrence mondiale pour les cargaisons de GNL. Un choc né à l'autre bout de la planète, qui ne visait pas l'Europe, la frappe par le seul jeu des prix. La crise d'Ormuz n'est donc pas un épisode géopolitique de plus : elle est la démonstration, en temps réel, de la vulnérabilité nouvelle créée par la diversification.

L'apport principal de ce document est de construire ce diagnostic par deux voies indépendantes qui convergent, à partir de données différentes. La première suit les f*lux physiques* : à partir des données quotidiennes de flux, reconstituées en un réseau dirigé des échanges entre pays, elle établit par où le gaz entre dans l'Union, d'où il provient et comment il y circule. Elle dresse la carte d'une UE dont le centre de gravité gazier a glissé des points d'entrée continentaux de l'est vers les façades maritimes de l'Atlantique et de la Méditerranée. La seconde suit les *prix* : en mobilisant l'économétrie des séries financières, elle mesure le degré d'intégration du prix européen, le TTF, aux grands prix de référence du marché mondial, et montre qu'il s'est durablement rapproché du benchmark asiatique avec un renforcement de la transmission des chocs entre les deux continents.

Ces deux lectures sont méthodologiquement différentes : l'une suit des TWh à travers un réseau, l'autre des rendements quotidiens à travers des marchés. Elles aboutissent pourtant au même diagnostic. Et l'une et l'autre désignaient, avant qu'elle ne survienne, le même point de rupture potentiel : une tension sur le marché mondial du GNL. La crise d'Ormuz les valide simultanément : peu de volumes directement perdus, conformément à la carte physique, et une forte transmission par les prix, conformément à l'analyse des marchés.

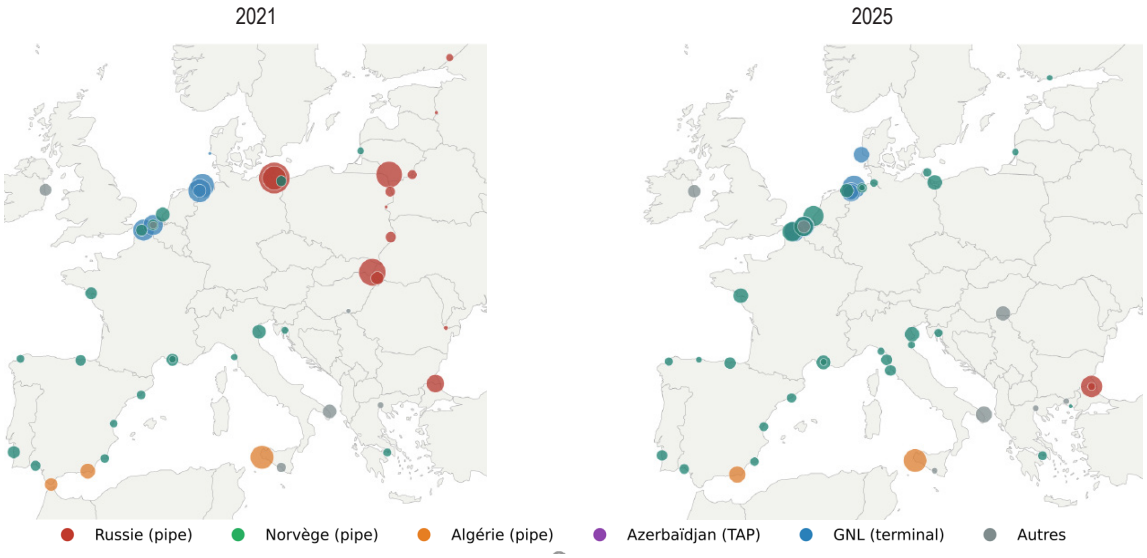
La France occupe une place singulière dans cette reconfiguration, car elle condense les atouts et les fragilités du nouveau système. Premier importateur européen de GNL, point d'entrée actif et plaque tournante du transit vers ses voisins, elle dispose d'un parc méthanier fortement sollicité qui sert bien au-delà de ses frontières et lui confère une légitimité particulière dans la gouvernance énergétique européenne. Mais elle porte aussi une exposition propre : un résidu de GNL russe qui doit s'effacer, une dépendance états-unienne montante et un contrat de long terme conclu par TotalEnergies avec le Qatar, dont les premières livraisons, prévues pour 2026, sont précisément suspendues par le cas de force majeure né de la crise d'Ormuz. La France illustre ainsi, à l'échelle d'un pays, le paradoxe de toute l'Union.

la France condense les atouts et les fragilités du nouveau système

Le document s'organise en cinq parties. La première établit la *nouvelle géographie de l'approvisionnement* : par quelles portes le gaz entre désormais dans l'UE, d'où il provient et comment la dépendance russe a cédé la place à une exposition au GNL états-unien et au marché mondial. La deuxième suit le gaz une fois la frontière franchie et décrit la *réorientation des flux internes*, d'un axe est-ouest qui distribuait le gaz russe vers l'Europe à une nouvelle irrigation du continent depuis les façades maritimes. La troisième examine les *fragilités* du système reconfiguré – l'asymétrie entre hubs et culs-de-sac, la tension nouvelle qui pèse sur le stockage et les dépendances résiduelles – qui ne se révèlent que sous contrainte. La quatrième s'intéresse aux *prix*

(1) Ce document prolonge un premier travail réalisé quelques mois après le début de l'invasion de l'Ukraine par la Russie : C. Grekou, E. Hache, F. Lantz, O. Massol, V. Mignon & L. Ragot (2022). « Guerre en Ukraine : bouleversements et défis énergétiques en Europe », *CEPII Policy Brief* n° 2022-37. Cette nouvelle étude reprend la question à la lumière de la reconfiguration accomplie depuis.

Graphique 1.1 – Points d'entrée physiques du gaz dans l'UE : 2021 vs 2025



Note : Chaque marqueur correspond à un point d'entrée ; sa surface est proportionnelle au volume annuel de gaz entrant, à échelle identique pour les deux années. La couleur indique l'origine dominante du point.

Source : ENTSOG et GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

et quantifie l'intégration du marché européen au marché mondial du GNL. La cinquième, enfin, confronte ce diagnostic à la *crise d'Ormuz*, premier test de résistance du modèle post-Ukraine, avant d'en tirer des recommandations de politique économique.

1. La nouvelle géographie de l'approvisionnement en gaz de l'UE

Entre 2021 et 2025, la carte de l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne a été profondément redessinée. Les grands points d'entrée par gazoduc de l'est s'effacent au profit des terminaux méthaniers des façades atlantique et méditerranéenne. Cette première partie établit cette nouvelle géographie, depuis les portes par lesquelles le gaz pénètre dans l'UE jusqu'aux origines dont elle dépend désormais.

1.1. Du gazoduc au méthanier : le déplacement du centre de gravité

Le trait le plus saillant de cette recomposition tient en un chiffre : la part du GNL dans les entrées primaires de gaz[2] est passée d'environ 20 % en 2021 à près de 46 % en 2025[3]. En quatre ans, le GNL a cessé d'être un appoint pour devenir une voie d'entrée majeure, presque à parité avec le gazoduc. Or le GNL n'emprunte pas les mêmes portes que le gaz acheminé par pipeline : il arrive par les terminaux côtiers, là où le gaz russe entrait par les grands points de l'est. Le basculement d'un mode de transport vers l'autre s'accompagne indissociablement d'un déplacement géographique.

La carte des points d'entrée (graphique 1.1) donne un premier aperçu de ce déplacement. Entre 2021 et 2025, les grands points d'entrée par gazoduc russe[4] de l'est s'éteignent les uns après les autres : Velké Kapušany, en Slovaquie, passe de 297 TWh à zéro ; les deux débouchés allemands de Nord Stream à Greifswald, de 395 et 225 TWh à zéro ; Kondratki, terminus polonais de Yamal, de 282 TWh à zéro. Dans le même temps, les terminaux méthaniers des façades maritimes montent en charge : Rotterdam Gate double (de 82 à 168 TWh), Dunkerque et Zeebrugge triplent (respectivement de 52 à 150 et de 44 à 147 TWh). Entre ces deux mouvements, l'ossature non russe demeure : le point norvégien de Dornum et l'algérien Mazara del Vallo conservent un calibre comparable d'une année sur l'autre et restent, sur l'ensemble de la période 2020-2025, les deux premiers points d'entrée de l'UE en volume cumulé (tableau 1.1). La hiérarchie s'en trouve renversée. En 2021, les premiers points d'entrée étaient des débouchés russes par gazoduc, alors qu'en 2025, ce sont des terminaux méthaniers et des points norvégiens. Un seul point russe se renforce : Strandzha 2 en Bulgarie, débouché de TurkStream, qui progresse de 130 à 187 TWh. Il s'agit du dernier corridor russe par gazoduc encore actif.

Ce basculement peut être résumé en un seul indicateur : le barycentre des entrées de gaz dans l'Union. En pondérant chaque point d'entrée par le volume qui y transite, on calcule et l'on suit son mouvement dans le temps. Entre 2020 et 2025,

(2) Il s'agit du gaz entrant pour la première fois sur le territoire de l'UE, hors flux de redistribution intra-UE.

(3) Les flux physiques mobilisés dans cette partie sont issus d'ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) et disponibles depuis janvier 2020. L'année 2021, dernière année pleine avant l'invasion de l'Ukraine, sert de référence pré-crise. L'ensemble des sources des données mobilisées dans ce document figure en annexe A.1.

(4) Les corridors, russes et non russes, sont décrits dans l'annexe A.3.

Tableau 1.1 – Principaux points d'entrée du gaz de l'UE : volume cumulé 2020-2025 et bascule 2021 → 2025 (TWh)

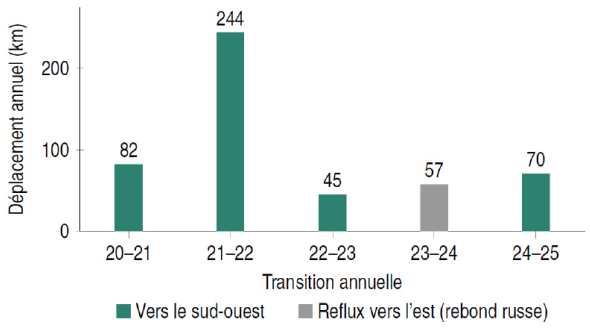
Point d'entrée	Origine dominante	Total 2020–2025	2021	2025
Dornum / NETRA (DE)	Norvège (pipe)	1 346	227	212
Mazara del Vallo (IT)	Algérie (pipe)	1 278	223	212
Velké Kapušany (SK)	Russie (pipe)	1 138	297	0
Dunkerque (FR, pipe)	Norvège (pipe)	1 031	183	159
Zeebrugge ZPT (BE)	Norvège (pipe)	1 002	165	161
Greifswald / NEL (DE)	Russie (pipe)	964	395	0
Emden EPT1 / GTS (NL)	Norvège (pipe)	839	216	87
Strandzha 2 (BG)	Russie (pipe)	825	130	187
Gate, Rotterdam (NL)	GNL	806	82	168
Dunkerque (FR, GNL)	GNL	635	52	150
Emden EPT1 / GUD (DE)	Norvège (pipe)	621	63	139
Kondratki (PL)	Russie (pipe)	621	282	0
Greifswald / OPAL (DE)	Russie (pipe)	592	225	0
Almería / Medgaz (ES)	Algérie (pipe)	566	90	109
Zeebrugge (BE, GNL)	GNL	565	44	147

Note : Quinze premiers points d'entrée par volume cumulé sur 2020–2025 (sur 70 points recensés), qui concentrent l'essentiel des entrées. Volumes en TWh. Codes pays : BE Belgique, BG Bulgarie, DE Allemagne, ES Espagne, FR France, IT Italie, NL Pays-Bas, PL Pologne, SK Slovaquie.

Source : ENTSOG et GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

ce centre de gravité s'est déplacé d'au moins 329 km vers le sud-ouest[5], glissant de la Bavière vers le fossé rhénan, à hauteur de Bâle. Ce déplacement s'est concentré sur une seule année : la transition 2021-2022 représente à elle seule un bond de 244 km, contre seulement 45 à 80 km pour les autres années (graphique 1.2). Cette rupture est contemporaine de l'effondrement des corridors russes. Ce mouvement vers l'ouest conjugue une composante atlantique, vers les façades de la France, de la Belgique et des Pays-Bas, et une composante méditerranéenne, vers l'Italie et l'Espagne. Seule l'année 2024 marque un bref retour vers l'est[6], avant que la trajectoire ne reprenne sa course vers le sud-ouest en 2025.

Graphique 1.2 – Déplacement annuel du centre de gravité des entrées de gaz de l'UE



Note : Barycentre des points d'entrée géolocalisés, pondérés par les volumes physiques annuels. Déplacement net 2020–2025 : 329 km vers le sud-ouest, concentré sur la transition 2021–2022. En gris, le reflux partiel vers l'est en 2023–2024 (rebond des entrées russes résiduelles).

Source : ENTSOG et GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

(5) La valeur de 329 km est mesurée sur les points d'entrée géolocalisés (terminaux méthaniers et grands points de gazoduc). Un calcul fondé sur les centroïdes nationaux donne 209 km : il sous-estime le mouvement en ramenant chaque pays vers l'intérieur des terres.

1.2. Les portes d'entrée et leur recomposition

On appelle ici *porte d'entrée* un pays par lequel les entrées primaires de gaz pénètrent dans l'UE, et l'on mesure son poids par la part qu'il représente dans le total des entrées[7]. La recomposition à l'œuvre procède d'une cause unique, l'effacement du gaz russe par gazoduc[8], et produit deux effets : un changement d'identité des portes et une modification dans la nature du gaz importé.

Cette cause est datée. L'effondrement de l'approvisionnement russe par gazoduc ne procède pas d'un déclin graduel, mais d'une série d'arrêts (tableau 1.2). Yamal-Europe cesse en mai 2022, Nord Stream en septembre, la route baltique la même année ; le transit par l'Ukraine, longtemps préservé, s'éteint au 1er janvier 2025 à l'expiration du contrat. En quatre ans, les livraisons russes par pipeline reculent de 87 %, de 1 534 à 206 TWh par an, et leur part dans les entrées par gazoduc chute de 52 % à 13 %. Seul le corridor TurkStream survit et progresse même (de 130 à 206 TWh). Le contraste avec les corridors non russes est net : la Norvège, l'Algérie, l'Azerbaïdjan et le Royaume-Uni demeurent globalement stables (1 434 à 1 436 TWh). Ce n'est donc pas l'offre par gazoduc qui s'effondre dans son ensemble, mais sa seule composante russe. Cette stabilité des corridors non russes ne traduit pas une retenue, mais un plafond. La production norvégienne tournait déjà à pleine capacité : les optimisations consenties en 2022, par relèvement des permis de production de champs comme Troll et Oseberg, ont porté les exportations à un niveau record pour un gain de moins d'une centaine de TWh par an, sans commune mesure avec les quelque 1 300 TWh de livraisons russes disparues. Faute de marge chez les fournisseurs par gazoduc, le report ne pouvait passer que par le GNL. Le recul du total par pipeline (45 %) ne traduit pas un déficit d'approvisionnement de même ampleur, puisqu'il est compensé par la montée du GNL et absorbé par le reflux de la demande. C'est cet effacement ciblé qui referme les portes de l'est et fait glisser la porte d'entrée vers les façades maritimes de l'ouest et du sud de l'Europe.

(6) Ce reflux ponctuel correspond au rebond des flux russes de 2024, dernière année pleine de TurkStream et du transit ukrainien avant l'arrêt de ce dernier au 1er janvier 2025.

(7) Cette part mesure les entrées primaires de gaz franchissant la frontière externe de l'Union par un pays donné, et non la consommation de ce pays : un pays peut être une grande porte sans être un grand consommateur, et réciproquement.

(8) L'annexe A.2 rassemble, sous forme de chronologies, les trois ensembles d'événements ayant refaçonné l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne sur la période étudiée.

Tableau 1.2 – Évolution des corridors d'approvisionnement par gazoduc de l'UE (TWh/an, hors transit suisse)

Corridor	Origine	2021	2023	2025	Δ 21-25	Statut
Mer du Nord – Norvège	Norvège	855	839	857	≈ 0 %	Actif
Mer du Nord – R.-U.	Roy.-Uni	77	166	122	+58 %	Actif (faible)
Afrique du N. – Algérie	Algérie	380	339	321	-15 %	Actif
Azerbaïdjan (TAP)	Azerbaïdjan	88	127	126	+43 %	Actif (montée)
Afrique du N. – Libye	Libye	34	27	10	-70 %	Actif (résiduel)
Sous-total non-russe		1 434	1 498	1 436	≈ 0 %	
Nord Stream	Russie	621	0	0	-100 %	Arrêté (09/2022)
Yamal-Europe	Russie	322	0	0	-100 %	Arrêté (05/2022)
Transit ukrainien	Russie	409	140	0	-100 %	Arrêté (01/2025)
Russie directe / Baltique	Russie	53	0	0	-100 %	Arrêté (2022)
TurkStream	Russie	130	146	206	+59 %	Actif
Sous-total Russie		1 535	286	206	-87 %	
Total (hors transit)		2 968	1 784	1 642	-45 %	

Note : Volumes en TWh/an (somme des entrées UE par corridor). Le transit suisse est exclu. La colonne Δ 21–25 donne la variation relative entre 2021 et 2025 ; ≈0 % signale une variation quasi nulle.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

En 2020, l'Allemagne était la grande porte de l'Union : un quart des entrées primaires de gaz y pénétrait (25,9 %), par Nord Stream et les points de l'est (tableau 1.3). En 2025, elle n'en concentre plus que 14,0 % et a cédé son premier rang pour rétrograder à la troisième place. La première porte de l'UE est désormais l'Italie (16,9 %), alimentée par le gazoduc TAP depuis l'Azerbaïdjan, par l'Algérie via le Transmed et par ses terminaux méthaniers ; la France suit au deuxième rang (9,8 % en 2021, 15,4 % en 2025). Le trio de tête a changé d'identité : d'un ensemble continental et oriental (Allemagne, Pologne et Slovaquie), il est devenu méditerranéen et atlantique (Italie, France et Allemagne). La première porte d'entrée de l'Union n'est plus nord-continentale, mais méditerranéenne.

Tableau 1.3 – Portes d'entrée de l'UE : part de chaque pays dans les entrées primaires de gaz (en %, 2020–2025)

Pays	Rg 20	Rg 25	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Italie	6	1	7,9	11,4	14,0	16,1	16,1	16,9
France	4	2	10,3	9,8	15,4	14,5	14,6	15,4
Allemagne	1	3	25,9	24,5	19,0	12,5	12,7	14,0
Belgique	8	4	7,1	6,1	12,6	12,3	10,0	11,5
Espagne	5	5	9,0	9,3	10,5	10,8	9,7	10,3
Pays-Bas	7	6	7,5	8,0	8,4	10,6	9,9	10,3
Bulgarie	9	7	1,7	3,5	3,8	5,1	6,6	6,8
Pologne	2	8	11,5	10,9	2,8	2,3	2,7	2,8
Slovaquie	3	9	10,5	8,0	4,8	4,2	5,2	0,0
Total de ces 9 pays			91,5	91,5	91,4	88,3	87,5	87,9

Note : Part de chaque pays dans les entrées primaires de gaz de l'UE (gazoduc et GNL), en %, c'est-à-dire le gaz entrant pour la première fois sur le territoire de l'UE, hors flux de redistribution intra-UE. Pays classés par part décroissante en 2025 ; les colonnes Rg 20 et Rg 25 donnent le rang dans le classement de 2020 et de 2025.

Source : ENTSOG et GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

Ces arrêts effacent deux entrées historiques. La Pologne, terminus de Yamal, tombe de 10,9 % en 2021 à 2,8 % dès 2022, reléguée au rang de porte secondaire. La Slovaquie s'efface plus complètement encore : le transit ukrainien était son unique corridor d'entrées primaires, et son extinction la fait passer de 8,0 % à zéro. Privée de toute entrée externe, elle ne s'approvisionne plus que par ses voisins[9] : d'une porte d'entrée de l'Union, elle est devenue un pays alimenté de l'intérieur.

Ce remplacement ne doit pas être confondu avec une diversification. Les neuf pays retenus couvrent toujours près de neuf dixièmes des entrées (87,9 % en 2025, contre 91,5 % en 2020), et les trois premières portes en concentrent toujours plus de 46 %, soit autant qu'au début de la période. La concentration des points d'entrée n'a pas diminué : le système a transféré sa charge d'un trio de pays à un autre sans la répartir davantage. Cette stabilité importe pour la suite : un approvisionnement qui continue de pénétrer par trois façades reste exposé à un choc localisé sur ces façades, fût-il de nature différente de celui d'hier.

Le déplacement n'est pas seulement géographique, il porte également sur la nature du gaz importé. Aux points de l'est entrait du gaz par gazoduc, tandis qu'aux façades maritimes entre, pour l'essentiel, du gaz liquéfié. La part du GNL dans les entrées de l'UE a doublé, passant de 20 % en 2021 à 46 % en 2025. Cependant, ce basculement est très inégal selon les portes (tableau 1.4). Les Pays-Bas passent de 28 à 73 % de GNL, la France et l'Espagne aux deux tiers (67 %), la Belgique et l'Italie autour de 40 %. Le cas français est emblématique : la montée de la France comme porte d'entrée est entièrement tirée par le gaz liquéfié. Ses entrées par gazoduc restent stables, de l'ordre de 160 à 180 TWh, tout le gain provenant du GNL, passé de 182 à 329 TWh. L'Allemagne fait figure d'exception, elle est encore alimentée aux quatre cinquièmes par gazoduc en 2025. La Norvège a remplacé la Russie, ce qui permet à l'Allemagne de conserver un profil de porte continentale et de rester un nœud du système d'approvisionnement européen malgré la perte du gaz russe.

Tableau 1.4 – Nature des entrées par porte : part du GNL dans les entrées primaires de gaz, 2021 vs 2025

Porte	GNL 2021 (%)	GNL 2025 (%)	Écart (points)
Pays-Bas	28	73	+45
France	50	67	+17
Espagne	55	67	+12
Belgique	19	40	+21
Italie	22	39	+17
Allemagne	0	21	+21
UE-27	20	46	+26

Note : Les six portes retenues sont celles où coexistent entrées par gazoduc et par terminal GNL : elles illustrent le basculement de mode.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

(9) La Slovaquie reçoit en 2025 environ 43,5 TWh par relais intra-européen, depuis l'Autriche, la Tchéquie et la Hongrie.

Ce report vers le GNL n'a toutefois été possible que parce que les façades disposaient de la capacité de regazéification nécessaire pour l'absorber. C'est cette capacité, ses limites et son usage, que nous examinons dans la section suivante.

1.3. Les terminaux GNL : capacités et usages

Une question se pose d'emblée : les terminaux méthaniers[10] ont-ils la capacité d'absorber le report du gaz russe vers le GNL ? Cette capacité existe et se révèle même en surabondance.

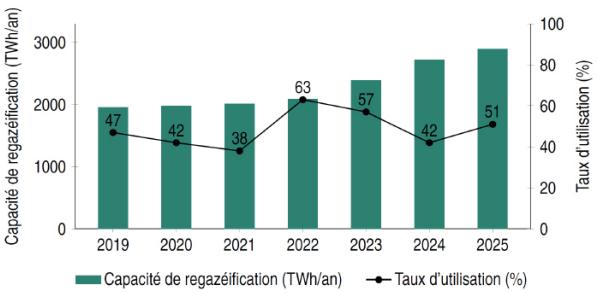
1.3.1. Capacité de regazéification et send-out (UE)

Entre 2019 et 2025, la capacité de regazéification de l'UE est passée de 1 956 à 2 891 TWh par an, soit une hausse de 48 %[11]. L'essentiel de cette expansion est postérieur à 2022 et tient à la vague allemande de terminaux flottants déployés en urgence. C'est la traduction matérielle du basculement vers les façades maritimes.

Cette expansion d'urgence amplifie en réalité un trait constitutif du marché gazier européen : celui-ci s'est construit, de longue date, sur des surcapacités délibérées. Le risque russe avait en effet été identifié dès janvier 2009, lorsqu'un différend entre Moscou et Kiev interrompit pendant deux semaines le transit par l'Ukraine, privant de gaz une partie de l'Europe centrale et des Balkans. La réponse européenne à cette première alerte, qui combine la norme d'infrastructure dite « N-1 », l'obligation de flux rebours et des plans d'urgence coordonnés[12], a davantage ciblé les interconnexions internes que les terminaux. Elle a néanmoins fait émerger des capacités de regazéification conçues explicitement comme des assurances contre le fournisseur dominant, à l'image de Świnoujście en Pologne ou de Klaipėda en Lituanie, dont le terminal flottant fut baptisé *Independence*. Le choc de 2022 n'a donc pas surpris une Europe démunie : les conditions de la substitution étaient réunies bien avant l'invasion, et la vague allemande de 2022 complète un dispositif d'assurance préexistant plus qu'elle ne l'invente.

Cette capacité n'est pourtant jamais pleinement employée (graphique 1.3). Le taux d'utilisation, longtemps inférieur à la moitié, culmine à 63 % en 2022 (la ruée vers le GNL qui suit l'invasion) puis redescend vers 42 % en 2024, alors même que la capacité poursuit sa croissance. L'UE a étendu son infrastructure d'entrée pendant que sa demande refluait. Il en résulte un enseignement central pour la suite : la capacité de réception du GNL n'est jamais le facteur qui limite l'approvisionnement européen. La contrainte se situe ailleurs, sur la disponibilité des cargaisons et sur leur prix sur le marché mondial.

Graphique 1.3 – Capacité de regazéification et taux d'utilisation des terminaux GNL de l'UE



Note : Barres : Capacité de regazéification de l'UE-27 (TWh/an, échelle de gauche), dtrs de GIE/ALSI. Courbe : taux d'utilisation moyen des terminaux (%, échelle de droite), rapport entre *send-out* et capacité.

Source : GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

1.3.2. Profils par pays (cinq terminaux, un enclavé)

Six pays sont retenus comme fils conducteurs de l'analyse, chacun choisi moins pour son poids que pour ses spécificités dans cette reconfiguration de l'approvisionnement en gaz de l'UE. L'Allemagne illustre la grande porte d'entrée qui décline et se reconcentre sur la Norvège ; la France, le double profil de porte GNL montante et de hub d'entrée et de transit ; l'Espagne et l'Italie, les culs-de-sac méditerranéens, dotés de fortes capacités d'entrée mais d'une capacité de transit insuffisante vers le reste de l'UE ; la Pologne, la reconfiguration post-Yamal et le basculement vers le GNL ; la Hongrie, enfin, l'enclavement par dépendance, restée arrimée au gaz russe via TurkStream.

Derrière la moyenne européenne, les terminaux dessinent des profils nationaux très contrastés (tableau 1.5), où un trait domine : la taille de la capacité et l'intensité de son usage varient en sens inverse. L'Espagne possède de loin la plus grande capacité de l'UE (778 TWh par an), mais l'emploie le moins, à un quart ou un tiers seulement (24 à 28 %). La Pologne offre le

Tableau 1.5 – Terminaux GNL par pays : capacité, *send-out* et taux d'utilisation

	Capacité 2025	*Send-out* 2025	Taux d'utilisation (%)		
Pays	(TWh/an)	(TWh/an)	2022	2024	2025
Espagne	778	219	40	24	28
France	533	329	80	50	62
Italie	295	211	74	57	71
Allemagne	255	94	35	36	37
Pologne	96	87	80	84	91

Note : Capacité de regazéification et *send-out* en TWh/an ; taux d'utilisation en % (*send-out* rapporté à la capacité). La Hongrie, enclavée, ne dispose d'aucun terminal GNL.

Source : GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

(10) L'annexe A.4 recense tous les terminaux GNL de l'UE.

(11) Capacité mesurée par le *Declared Technical Regasification Send-out Capacity* (dtrs) de GIE/ALSI, qui exprime la capacité physique de réémission des terminaux. Les volumes sont donnés en TWh pour la cohérence avec le reste du document (1 Gm³ ≈ 10,8 TWh). Le *send-out* mesure le flux effectif renvoyé du terminal.

(12) Règlement (UE) 994/2010 du 20 octobre 2010, adopté en réaction directe à la crise de janvier 2009, puis remplacé par le règlement (UE) 2017/1938. Dans le même esprit, le plan de relance énergétique européen de 2009 (EEPR) a cofinancé interconnexions, flux rebours et terminaux méthaniers ; et dès 2014, après l'annexion de la Crimée, la Commission soumettait le système gazier européen à un test de résistance simulant l'arrêt complet des livraisons russes.

contraste exact : une capacité modeste (96 TWh), mais saturée, son terminal de Świnoujście tournant à 91 % en 2025.

Les autres façades se répartissent entre ces deux extrêmes. L'Allemagne a fait surgir une capacité considérable de presque rien (quelques TWh fin 2022 à 255 TWh en 2025), mais ne l'emploie qu'au tiers (37 %). Ses terminaux, bâtis dans l'urgence, restent sous-utilisés. La France dispose à l'inverse d'une grande capacité (533 TWh) qu'elle a fortement sollicitée au plus fort de la crise (80 % en 2022) avant de revenir à un usage modéré (62 % en 2025). L'Italie combine un usage structurellement élevé (71 % en 2025) et une capacité en expansion récente, portée par ses nouveaux terminaux flottants. La Hongrie, enclavée, n'a aucun terminal et dépend entièrement de ses voisins.

Le cas espagnol ne relève pas d'une simple contrainte de réseau, mais d'une histoire nationale. Sa surcapacité est antérieure à la crise et ne doit rien à une stratégie européenne : elle procède d'une politique interne des années 2000 qui, sur la foi d'une croissance de la demande, notamment électrique, qui ne s'est jamais matérialisée, a bâti un parc de terminaux dimensionné pour le seul marché espagnol, sans vocation à réexpédier vers le continent[13]. L'étroitesse des interconnexions avec la France n'est pas une anomalie, mais le reflet de cette conception : les terminaux espagnols n'ont jamais été pensés comme une porte d'entrée de l'Europe, et les pays du nord n'ont pas cherché à s'appuyer sur eux, préférant bâtir leurs propres capacités de regazéification. Cette capacité dormante, la plus grande d'Europe, n'est donc pas un actif collectif inemployé ; c'est tout au plus un potentiel, dont la partie 3 examine à quelles conditions il pourrait le devenir.

Que l'infrastructure d'entrée soit surabondante déplace la question. Ce qui compte n'est plus combien l'UE peut recevoir, mais d'où provient ce qu'elle reçoit.

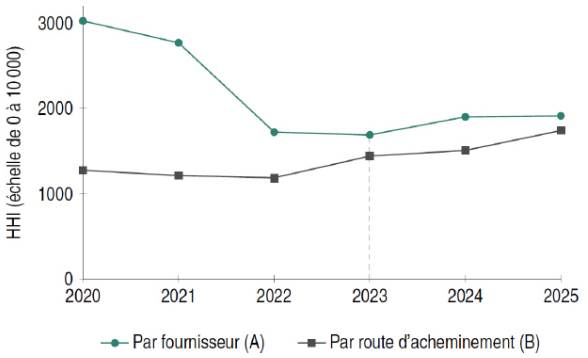
1.4. La concentration et l'exposition par origine

Si l'infrastructure d'entrée n'est jamais le facteur limitant, la potentielle vulnérabilité se loge ailleurs : dans l'origine du gaz. De combien de sources l'UE dépend-elle ? Deux mesures complémentaires y répondent : la concentration des origines et l'exposition à chaque facteur de risque.

1.4.1. La concentration des origines

La concentration des sources se mesure par un indice de Herfindahl-Hirschman (HHI). Plus il est élevé, plus l'approvisionnement repose sur un petit nombre d'origines[14]. Appliqué à l'Union, il se rapproche d'une forme en U (graphique 1.4) : parti d'un sommet en 2020 (3 031, qui traduit la dépendance russe de 48 %), il s'effondre jusqu'à un creux en 2023 (1 688) (la diversification maximale, juste après la sortie du gaz russe) avant de remonter en 2024-2025 (1 913). Le HHI normalisé[15] décrit la même courbe (0,25 en 2020, 0,13 en 2023, 0,15 en 2025) et le nombre d'origines passe de 15 à 24 puis retombe à 20.

Graphique 1.4 – Concentration des origines d'approvisionnement de l'UE-27 (indice HHI)



Note : Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) des entrées primaires de gaz de l'UE-27, de 0 (parfaitement diversifié) à 10 000 (concentration maximale). Courbe A : concentration par fournisseur (pays d'origine, le gaz russe étant agrégé). Courbe B : concentration par route d'acheminement, c'est-à-dire par corridor pour le gaz par gazoduc et par origine pour le GNL.

Source : ENTSOG, GIE/ALSI et Bloomberg ; calculs des auteurs.

Cette remontée doit toutefois se lire avec prudence. La re-concentration de 2025 (1 913) reste très en deçà du sommet russe de 2020 (3 031). La diversification est pour l'essentiel un acquis durable et la remontée, bien réelle, demeure modérée (+13 % depuis le creux). Le risque s'est déplacé et atténué, il ne s'est pas reconstitué à l'identique. Une seconde lecture nuance néanmoins ce constat rassurant. En mesurant la concentration non plus par fournisseur, mais par route d'acheminement, on obtient une courbe (B sur le graphique 1.4) qui croît régulièrement et rejoint presque la première en 2025 (1 740 contre 1 913). En 2020, l'écart entre les deux courbes était maximal : le gaz russe était ultra-concentré par fournisseur, mais éclaté sur cinq à six routes (plusieurs gazoducs et le transit ukrainien). Le système actuel, lui, est concentré à la fois par fournisseur et par route, le GNL américain n'empruntant qu'une seule voie, maritime. La redondance d'acheminement qui existait du temps du gaz russe n'a pas d'équivalent aujourd'hui.

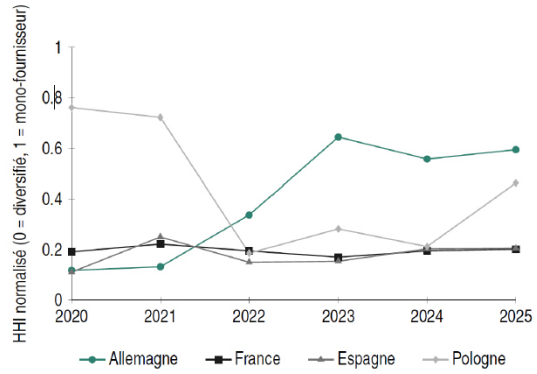
Cette trajectoire d'ensemble recouvre des profils nationaux très contrastés (graphique 1.5). La France fait figure de contre-modèle : son indice reste stable, entre 0,17 et 0,22, adossé à neuf à seize origines directes. Une diversification structurelle insensible aux chocs, qui fonde son statut de plaque tournante.

(13) La demande gazière espagnole recule depuis 2008, laissant des taux d'utilisation durablement faibles à des infrastructures surdimensionnées ; voir IEEFA, *Gas in Spain: Oversupplied and Overcompensated*, 2021.

(14) L'indice somme les carrés des parts de chaque origine ; il vaut 10 000 pour une source unique et tend vers zéro quand les sources sont nombreuses et équilibrées. La mesure porte ici sur les entrées primaires de gaz de l'UE-27, le transit interne étant neutralisé.

(15) Le HHI brut dépend du nombre de sources (N) : à diversification égale, sa valeur plancher décroît avec ce nombre, ce qui fausse les comparaisons entre pays dont le nombre de fournisseurs diffère. Le HHI normalisé, H* = (H-1/N)/(1-1/N), corrige ce biais et varie de 0 (diversification maximale) à 1 (source unique), indépendamment de N. On retient donc l'indice brut pour suivre l'UE-27 dans le temps (entité unique) et l'indice normalisé pour comparer les pays entre eux, dont le nombre de fournisseurs varie.

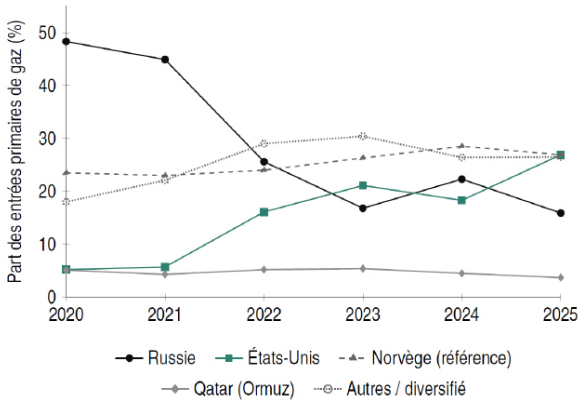
Graphique 1.5 – Concentration des entrées par pays cœur (HHI normalisé ; 0 = diversifié, 1 = source unique)



Note : Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) normalisé des entrées primaires de gaz, par pays, sur une échelle de 0 (parfaitement diversifié) à 1 (fournisseur unique).

Source : ENTSOG, GIE/ALSI et Bloomberg ; calculs des auteurs.

Graphique 1.6 – Exposition de l'UE-27 par origine d'approvisionnement (part des entrées primaires de gaz, 2020–2025)



Note : Part de chaque origine dans les entrées primaires de gaz de l'UE-27, en %. « Autres / diversifié » agrège les fournisseurs résiduels.

Source : ENTSOG, GIE/ALSI et Bloomberg ; calculs des auteurs.

L'Allemagne décrit la bascule inverse : d'un indice très bas en 2020 (0,12) à un sommet en 2023 (0,64), avant un léger reflux (0,59 en 2025). Sa diversité apparente de 2020 était trompeuse, une quasi-parité entre deux origines seulement (la Norvège et la Russie), et le pic de 2023 traduit le report quasi exclusif sur la Norvège. La Pologne, enfin, dessine une courbe proche d'un V : très concentrée sur le gazoduc Yamal en 2020 (0,76), elle se diversifie brutalement à la rupture russe (0,19 en 2022), puis se re-concentre sur un nouveau fournisseur dominant, la Norvège via le Baltic Pipe (0,46 en 2025)[16].

1.4.2. L'exposition au risque par origine

Le HHI compte les sources sans les qualifier : deux origines y pèsent autant l'une que l'autre, qu'elles soient sûres ou risquées. Or les risques ne se ressemblent pas. Une dépendance à la Norvège n'a pas la même portée stratégique qu'une dépendance équivalente aux États-Unis ou au Qatar. Le risque n'est d'ailleurs pas toujours politique : une origine fiable peut être bornée par sa disponibilité amont, lorsque la production plafonne ou que la demande intérieure du pays exportateur absorbe une part croissante des volumes ; et sur une route par gazoduc, la défaillance technique d'un ouvrage unique peut peser autant que les intentions du fournisseur. Le graphique 1.6 fait un premier pas au-delà de l'indice en explicitant la composition des origines : non plus combien de sources, mais lesquelles, et par là même la nature du risque attaché à chacune.

Au niveau de l'UE, la recomposition est franche : la part exposée à la Russie chute de 48 % en 2020 à 16 % en 2025, tandis que celle exposée aux États-Unis passe de 5 à 27 %. Le GNL américain devient ainsi le premier facteur de risque de l'UE en 2025, devant le gaz russe. La dépendance russe a été remplacée par une dépendance états-unienne. La Norvège, elle, reste stable autour d'un quart des entrées. Elle demeure un pilier ni russe ni aisément instrumentalisable. Ce n'est toutefois pas la Norvège qui a absorbé le report, mais le GNL états-unien.

Un chiffre important est à mentionner dans cette recomposition : l'exposition directe au Qatar (donc au détroit d'Ormuz) reste marginale et stable, autour de 4 % des entrées. L'UE n'achète qu'une faible part de son gaz au Qatar, et la perte de ces volumes, en soi, ne menacerait pas son approvisionnement dans la configuration actuelle. Pourtant, la crise d'Ormuz frappe durement le continent : non par ce canal direct, mais par le marché mondial du GNL, dont les prix transmettent un choc d'offre survenu à l'autre bout de la planète. La faible exposition directe ne signifie nullement une faible vulnérabilité – c'est tout l'objet de la partie 5.

La dépendance américaine, de son côté, porte un risque d'une autre nature, qu'il faut qualifier avec précision. Rien n'y rappelle le dispositif russe : les exportations américaines ne sont pas pilotées par l'État mais par des acteurs privés, qui arbitrent cargaison par cargaison au gré des prix, et une interdiction d'exporter est d'autant plus improbable que le GNL est devenu un intérêt commercial majeur des États-Unis. Le levier gouvernemental existe pourtant. En amont des flux d'abord : les exportations vers les pays sans accord de libre-échange, dont ceux de l'Union, requièrent une autorisation fédérale, et la suspension des nouvelles licences décidée en janvier 2024, avant d'être levée en janvier 2025, a rappelé qu'elle n'était pas une simple formalité[17]. Dans la négociation commerciale ensuite : l'administration Trump a fait des achats d'énergie une monnaie d'échange tarifaire, l'Union s'étant engagée à l'été 2025, dans le cadre de l'accord commercial conclu avec Washington, sur 750 milliards de dollars d'achats d'énergie

(16) La Hongrie est écartée de cette lecture : ne recevant directement que du gaz russe par TurkStream, son indice d'entrées directes vaut 1. Mais cette valeur sur-représente sa dépendance réelle, car elle ne capte pas le gaz diversifié qu'elle reçoit par relais de ses voisins.

(17) Au titre du *Natural Gas Act*, les exportations de GNL vers les pays non liés aux États-Unis par un accord de libre-échange sont subordonnées à une autorisation du département de l'Énergie, délivrée au regard de l'« intérêt public ». L'administration Biden a suspendu en janvier 2024 l'examen des nouvelles demandes, pause levée par l'administration Trump dès le 20 janvier 2025.

américaine en trois ans, objectif que la plupart des analystes jugent hors d'atteinte[18]. Le risque américain n'est donc pas celui du robinet que l'on ferme, mais celui d'une conditionnalité commerciale qui s'installe : le GNL est demeuré un levier de la politique économique des États-Unis.

Une précaution de lecture s'impose d'ailleurs plus généralement : appliquée au GNL, la grammaire des parts d'origine perd une partie de sa pertinence. À la différence du gaz par gazoduc, captif de son infrastructure, une cargaison de GNL est substituable : si un exportateur fait défaut, d'autres cargaisons peuvent être achetées, à un prix éventuellement plus élevé. Une origine GNL ne s'assimile donc pas à de la concentration au même titre qu'un corridor physique. La vulnérabilité propre au GNL se loge dans deux paramètres que les indices ne captent pas. Le premier est la structure contractuelle des approvisionnements : qui détient des contrats de long terme conserve, en marché tendu, un accès aux cargaisons que l'acheteur au comptant doit disputer aux autres ; c'est donc la part achetée en spot, un peu plus du quart des importations de GNL de l'UE[19], qui mesure l'exposition directe à la concurrence asiatique. Le second est l'équilibre mondial des capacités de liquéfaction et de transport : en marché excédentaire, la concentration des origines est bénigne, les substituts abondent ; en marché tendu, elle devient critique. Ces deux paramètres commandent la suite de l'analyse : l'intégration croissante du prix européen au marché mondial (partie 4) et la crise d'Ormuz (partie 5), qui fera précisément basculer le marché de l'abondance annoncée pour la fin de la décennie à la pénurie.

La France illustre ce déplacement à l'échelle d'un pays. D'un adossement norvégien dominant en 2021 (50 %), elle est passée en 2025 à un trépied : Norvège (33 %), États-Unis (34 %) et un résidu russe qui reste toutefois non négligeable (20 %). Ce résidu n'est pas transporté par gazoduc, il s'agit de GNL entrant directement à Montoir et Dunkerque. On a là le paradoxe d'un pays qui réduit sa dépendance russe d'ensemble tout en restant, avec l'Espagne et la Belgique, l'un des principaux points d'entrée du GNL russe dans l'UE. L'interdiction européenne, échelonnée, programme l'extinction de cette exposition résiduelle : prohibant les contrats nouveaux dès le 18 mars 2026, elle ne s'étendra à l'ensemble du GNL russe qu'au 1er janvier 2027.

Le tableau 1.6 reprend ces différentes dimensions (entrées, part du GNL, concentration, exposition) pour chacun des pays cibles. Sa lecture transversale dégage quelques profils remarquables : l'Allemagne est fortement adossée à la Norvège (79 %), avec une vulnérabilité réelle qui vient du GNL reçu en relais de ses voisins ; la France est diversifiée et devient un point d'entrée actif ; l'Espagne et l'Italie restent appuyées sur leurs corridors méditerranéens ; la Pologne a basculé du gaz russe au GNL américain, tandis que la Hongrie est restée mono-dépendante du gaz russe via le corridor TurkStream. Les deux dernières lignes, ratio de réexpédition et profil de réseau (puits, hub, cul-de-sac, enclavé), débordent sur l'objet de la partie suivante qui décrit ce que chaque pays fait du gaz une fois entré.

Tableau 1.6 – Grille synthétique des six pays cibles : entrées, GNL, concentration, exposition et insertion dans le réseau

	DE	FR	ES	PL	HU	IT
Part des entrées 2021 (%)	24,5	9,8	9,3	10,9	1,9	11,4
Part des entrées 2025 (%)	14,0	15,4	10,3	2,8	2,7	16,9
Part GNL 2025 (%)	21	67	67	100	0	39
HHI normalisé 2025	0,59	0,20	0,20	0,46	1,00	0,22
Risque dominant 2025	Norvège	USA	div.	USA	Russie	div.
(part %)	79	34	55	73	100	69
Ratio de réexpédition	0,51	0,30	0,01	0,00	0,33	0,02
Profil réseau	puits	hub	cul-de-sac	puits	enclavé	cul-de-sac

Note : « div. » = profil diversifié (origines « autres » dominantes : Algérie, Azerbaïdjan, GNL multi-origines). Ratio de réexpédition = gaz réexpédié vers les voisins rapporté aux entrées primaires ; un ratio faible signale un cul-de-sac. Le profil réseau se lit sur le solde net interne (réexpédié moins reçu), non sur ce ratio : ainsi l'Allemagne reste un puits malgré un ratio élevé, recevant plus qu'elle ne réexpédie. Codes pays : DE Allemagne, FR France, ES Espagne, PL Pologne, HU Hongrie, IT Italie.

Source : ENTSOG, GIE/ALSI et Bloomberg ; calculs des auteurs.

1.5. Implications

La nouvelle géographie de l'approvisionnement livre trois enseignements. Le premier tient en un déplacement de la contrainte. Tant que le gaz russe arrivait par gazoduc, sécuriser l'approvisionnement était une affaire d'infrastructure : il fallait des pipelines, des contrats de long terme et des points d'entrée. Cette logique, poursuivie avec constance depuis la crise de 2009, a rempli son office, puisque c'est elle qui a rendu la substitution de 2022 possible. Mais le pivot vers le GNL l'a dissoute. Les terminaux, désormais surabondants, ne sont pas le facteur limitant ; la contrainte s'est déplacée vers l'accès au gaz lui-même, sur un marché mondial devenu compétitif. Sécuriser l'approvisionnement ne consiste donc plus à construire, mais à maîtriser une exposition de marché. Cette maîtrise a un contenu concret : elle se joue dans les accords contractuels et dans les mécanismes de partage des risques qui leur sont associés. La Commission s'est saisie de la question de l'accès au gaz avec sa plateforme d'achats en commun, mais l'expérience en a montré les limites : l'agrégation de la demande, sans engagement de conclure, n'a débouché que sur une part infime de contrats signés[20]. Ce dont l'UE a besoin, en pratique, ce sont des acteurs capables

sécuriser l'approvisionnement ne consiste donc plus à construire, mais à maîtriser une exposition de marché

(18) Engagement adossé à l'accord tarifaire du 27 juillet 2025, à rapporter à des importations énergétiques de l'Union en provenance des États-Unis de l'ordre de 70 à 80 milliards de dollars par an.

(19) 335 TWh sur 1 210 TWh importés en 2024, selon le rapport de suivi du marché GNL de l'ACER (2025). Les grands acheteurs asiatiques historiques, Japon et Corée en tête, demeurent très majoritairement couverts par des contrats de long terme, qui leur assurent un accès prioritaire aux cargaisons.

(20) Sur les cinq premiers cycles de court terme de la plateforme AggregateEU (2023-2024), environ 465 TWh de demande ont été appariés à des offres, pour à peine 11 TWh de contrats effectivement conclus, le mécanisme ne comportant aucune obligation de contracter.

de s'engager sur des volumes importants et des durées suffisantes, condition de l'accès aux cargaisons sur un marché où les acheteurs les mieux engagés sont servis les premiers. La surcapacité de regazéification européenne, dans cette perspective, n'est pas une garantie ; c'est une marge dont la valeur ne tient pas à son existence, mais à la capacité du système, commerciale autant que physique, à s'en servir.

Le deuxième enseignement nuance le récit rassurant de la diversification. La forme proche d'un U de la concentration, la convergence des indices de concentration par fournisseur et par route, le basculement de l'exposition russe vers l'exposition états-unienne disent tous la même chose : une dépendance a été remplacée par une autre de taille comparable et la redondance d'acheminement qu'offraient les multiples gazoducs russes a cédé la place à une voie maritime unique. La diversification est un acquis réel, mais elle a changé la nature du risque plutôt qu'elle ne l'a supprimé : de la rupture physique d'hier, on passe au risque d'instrumentalisation commerciale du GNL américain et au choc de marché lointain dont la crise d'Ormuz est le révélateur (partie 5). La vigilance doit donc porter sur la concentration par route et sur la dépendance américaine, mais aussi sur ce que les parts d'origine ne montrent pas : la structure contractuelle des achats, dont la composante spot expose à la concurrence asiatique, et l'équilibre mondial des capacités de liquéfaction, qui décide de la gravité de toute concentration.

Le troisième enseignement concerne la France. Premier importateur européen de GNL, point d'entrée actif et plaque tournante du transit vers ses voisins, elle dispose d'un parc méthanier fortement sollicité mais non saturé. Cet atout sert bien au-delà de ses frontières et lui donne une légitimité particulière dans la gouvernance énergétique européenne. Il a cependant sa contrepartie : une exposition propre venant du résidu de GNL russe qui doit s'effacer en mars 2026 et une dépendance états-unienne montante. Surtout, la nouvelle géographie répartit les vulnérabilités de façon très inégale, avec une Hongrie enclavée, l'Espagne mal interconnectée et la Pologne re-concentrée. La sécurité de l'UE dépend désormais de ses maillons faibles autant que de ses atouts, ce qui fait de la solidarité interne, et non de la seule diversification, la véritable clé de la résistance du système.

2. La réorientation des flux internes

Une fois la frontière externe franchie, le gaz circule entre les États membres par un réseau d'interconnexions qui le conduit des points d'entrée vers les lieux de consommation. Cette partie décrit cette circulation interne et montre qu'elle a pivoté en sens inverse des entrées : à l'axe est-ouest qui acheminait le gaz russe vers le centre du continent et la péninsule italienne s'est substituée une irrigation des façades maritimes vers l'intérieur de l'UE. Le déplacement des portes d'entrée vers le sud-ouest, mis en évidence dans la partie précédente, a son miroir interne. Une précaution s'impose d'emblée : les flux décrits ici sont des mouvements internes et ne s'additionnent donc pas aux volumes d'entrées de la partie précédente. Le même gaz peut être compté comme entrée d'un pays, puis comme flux de ce pays vers son voisin. Ce sont deux questions distinctes, par où le gaz entre et comment il circule, et non des grandeurs à cumuler.

2.1. De l'est-ouest aux façades maritimes

La circulation interne se mesure par les *flux nets* entre pays : le solde, sur l'année, des échanges dans les deux sens d'une interconnexion[21]. Lus à cette aune, les grands flux de 2021 et ceux de 2025 dessinent deux réseaux quasiment sans recouvrement.

En 2021, l'ossature de la circulation interne épouse encore la géographie du gaz russe (tableau 2.1). Les flux nets les plus importants relient l'est au centre et au sud : la Slovaquie pousse 381 TWh vers l'Autriche, qui en réexpédie 298 vers l'Italie ; la Pologne, terminus de Yamal, alimente l'Allemagne (217 TWh) et l'Allemagne, plaque tournante, redistribue vers la Tchéquie (222 TWh)[22]. C'est la logique d'un système conçu pour acheminer le gaz qui rentre par l'est (transit ukrainien, Yamal) vers les marchés d'Europe centrale et la péninsule italienne.

En 2025, cette ossature a disparu et une autre l'a remplacée. Les plus gros flux nets partent désormais des façades maritimes vers l'intérieur : les Pays-Bas et la Belgique alimentent l'Allemagne (233 et 214 TWh), le Danemark pousse vers la Pologne par le Baltic Pipe (97 TWh), tandis qu'un axe méridional relie la France

Tableau 2.1 – Principaux flux nets de redistribution interne (TWh/an, intra-UE et transit Suisse/Royaume-Uni) : 2021 vs 2025

2021 – Transit est-ouest		2025 – Façades → intérieur	
Lien	Net	Lien	Net
SK → AT	381	NL → DE	233
AT → IT	298	BE → DE	214
NL → DE	249	DE → CZ	104
DE → CZ	222	DK → PL	97
PL → DE	217	CH → IT	89
CZ → SK	123	FR → CH	82
DE → FR	66	DE → AT	81
BE → FR	61	BE → NL	78
DE → CH	28	FR → BE	66
BE → UK	20	BG → RO	42

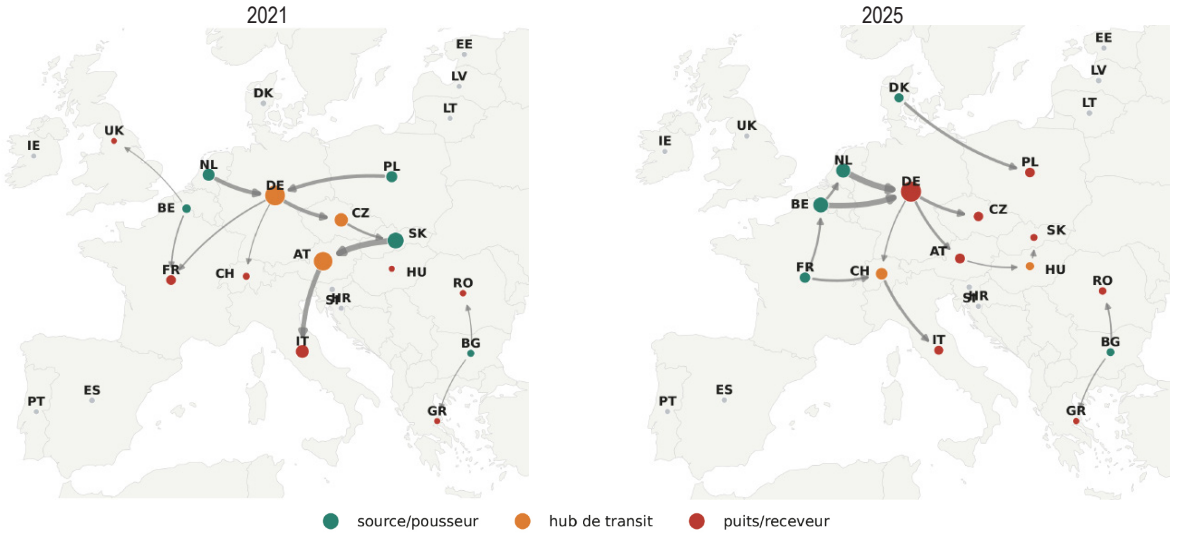
Note : Soldes nets annuels des dix principaux liens de redistribution interne, en TWh/an (net mensuel agrégé sur l'année). La Suisse (CH) et le Royaume-Uni (UK) sont des nœuds de transit hors UE, inclus pour la cohérence du réseau. Codes pays : AT Autriche, BE Belgique, BG Bulgarie, CH Suisse, CZ Tchéquie, DE Allemagne, DK Danemark, FR France, IT Italie, NL Pays-Bas, PL Pologne, RO Roumanie, SK Slovaquie, UK Royaume-Uni.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

(21) Un flux net de A vers B signifie que A a livré à B davantage que l'inverse ; il est calculé au pas mensuel, puis agrégé en année. Le périmètre retient les réexpéditions entre pays de l'Union ainsi que le transit par la Suisse et le Royaume-Uni, à l'exclusion des exutoires terminaux hors système européen (Balkans, Ukraine, Moldavie, Maroc).

(22) Ce flux net de 222 TWh recouvre un trafic brut de 751 TWh dans les deux sens : le point germano-tchèque était alors l'un des plus actifs du continent. En 2025, son trafic net (104 TWh) coïncide presque exactement avec son trafic brut – signe que les grands va-et-vient de transit est-ouest ont cessé.

Graphique 2.1 – Réseau de redistribution interne du gaz : flux nets entre pays, 2021 vs 2025



Note : Flux nets de redistribution entre pays. L'épaisseur des flèches est proportionnelle au volume net du lien, la taille des nœuds au débit total du pays. Couleur des nœuds : source ou pousseur (vert), hub de transit (orange), receveur ou puits (rouge). Seuls les liens nets supérieurs à 20 TWh/an sont tracés. La Suisse et le Royaume-Uni sont des nœuds de transit hors UE.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

à la Suisse (82 TWh), puis la Suisse à l'Italie (89 TWh). L'axe slovaco-autrichien vers l'Italie, colonne vertébrale de 2021, s'est éteint.

Ce basculement appelle deux nuances, qui en précisent la portée. La première : tout n'a pas complétement changé. Le flux des Pays-Bas vers l'Allemagne n'est pas un produit de la crise, il pesait déjà 249 TWh en 2021 et se maintient à 233 en 2025. Épine dorsale stable du réseau, il prolonge le rôle historique du hub néerlandais. Le vrai renversement tient ailleurs : l'apparition de la Belgique comme second pourvoyeur de l'Allemagne (214 TWh) ; elle qui, en 2021, poussait encore vers la France (61 TWh). Ce n'est donc pas le réseau tout entier qui a pivoté, mais sa moitié orientale qui s'est éteinte pendant que les façades maritimes montaient en charge.

La seconde nuance porte sur l'intensité. Les grands flux de 2021 étaient sensiblement plus massifs que ceux de 2025 : l'axe slovaco-autrichien culminait à 381 TWh, là où le premier flux de 2025 plafonne à 233. La réorientation s'est accompagnée d'un dégonflement du transit interne de longue distance. En entrant par les façades, plus près des bassins de consommation, le gaz parcourt de plus courtes distances avant d'être brûlé et sollicite moins le réseau de transit centre-européen. Le système n'a pas seulement changé d'orientation ; il s'est aussi raccourci.

Lue à l'échelle des nœuds, la carte du réseau (graphique 2.1) représente ce double mouvement. L'Allemagne, plaque tournante de 2021, devient en 2025 le premier réceptacle des façades. Elle reçoit de ses voisins de l'ouest sans plus guère réexpédier vers eux. Ce retournement n'efface pas son statut de porte d'entrée (elle reste alimentée en direct par le gaz norvégien, comme l'a montré la partie précédente), mais il en change la fonction de réseau. La première porte continentale absorbe désormais plus qu'elle ne redistribue. À l'inverse, la France, receveuse nette en 2021, s'impose en 2025 comme pousseur, vers la Belgique au nord et vers la Suisse au sud. Cette dernière, nœud hors-Union, se révèle être un maillon de transit entre la France et l'Italie[23]. Toute l'Europe centrale et orientale (Pologne, Slovaquie, Tchéquie et Hongrie) a viré au rouge des pays receveurs. Privée du gaz russe qui la traversait, elle est passée du statut de couloir de transit à celui de territoire alimenté de l'extérieur. La mesure précise de ces fonctions (qui pousse, qui relaie et qui reçoit) fait l'objet de la troisième section[24].

Cette bascule ne s'est ni faite partout, ni au même rythme et ni de la même manière. Certaines interconnexions ont changé de sens à une date repérable, d'autres se sont simplement éteintes. Ces inversions et ces extinctions, ainsi que leur calendrier, font l'objet de la section suivante.

2.2. Inversions et extinctions de flux

La bascule décrite ci-dessus s'est opérée interconnexion par interconnexion, selon deux mécanismes qu'il importe de distinguer. Un flux peut *s'inverser* (changer de sens en conservant un volume comparable) ou *s'éteindre* (disparaître presque entièrement, le sens du filet résiduel devenant

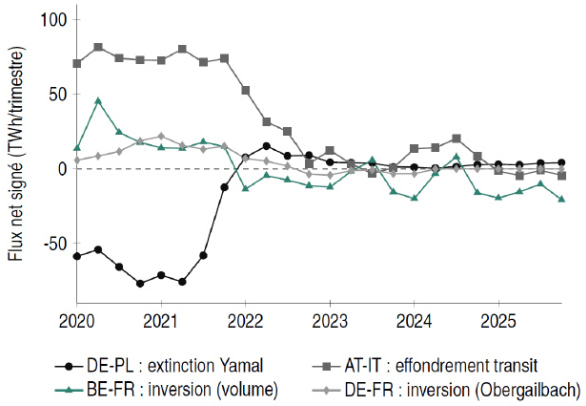
(23) La Suisse, hors UE, est retenue comme nœud de transit : elle reçoit de France et d'Allemagne et réexpédie vers l'Italie. La lecture de cet axe reste prudente : on observe que la France alimente la Suisse et que la Suisse alimente l'Italie, sans pouvoir affirmer qu'il s'agit du même gaz, le chaînage d'une molécule d'un pays au suivant n'étant pas traçable dans les données.

(24) La carte ne représente que les flux nets supérieurs à 20 TWh. Les petits flux d'ajustement sont masqués pour la lisibilité. Les nœuds sont placés au centre des pays. Il s'agit d'une carte de relations entre États, non du tracé physique des gazoducs. Les flux impliquant l'Allemagne portent en outre une incertitude de l'ordre de 10 %, une partie de son transit sortant n'étant pas captée, ce qui affecte la taille de son nœud sans remettre en cause son basculement.

accessoire[25]). Les deux se sont produits, mais les mouvements les plus spectaculaires ne sont pas les plus significatifs.

Les deux plus gros, en amplitude, sont des extinctions (graphique 2.2). Le flux polonais vers l'Allemagne, qui acheminait le gaz de Yamal (255 TWh en 2020) s'effondre au cours de l'année 2022 et ne laisse qu'un filet de sens inverse (14 TWh en 2025). La Pologne a cessé de pousser le gaz russe vers l'ouest. De même, l'axe autrichien vers l'Italie, qui culminait à 299 TWh, chute la même année pour atteindre un volume résiduel (11 TWh). Ces deux disparitions, datées de 2022, sont la traduction interne de l'arrêt des corridors russes. Il ne s'agit pas de réorientations, mais de la disparition pure et simple des deux grandes artères qui distribuaient le gaz de l'est.

Graphique 2.2 – Trajectoires trimestrielles des principaux liens inversés ou éteints (TWh/trimestre)



Note : Flux net de quatre liens bilatéraux, par trimestre. Le passage sous la ligne zéro (pointillés) marque le changement de sens du flux. Codes pays : AT Autriche, BE Belgique, DE Allemagne, FR France, IT Italie et PL Pologne.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

Les inversions véritables, plus modestes en volume, sont les plus riches d'enseignements (tableau 2.2). La plus importante relie la Belgique et la France : le flux belge vers la France, qui pesait une centaine de TWh en 2020 et 61 encore en 2021, bascule début 2022. La France, jadis receveuse, livre désormais la Belgique (66 TWh en 2025). C'est l'inversion décisive pour saisir le rôle nouveau de la France. Couplée au flux belge vers l'Allemagne décrit plus haut (214 TWh), elle dessine le canal réel par lequel le gaz entré en France remonte vers le nord : la France livre la Belgique, qui livre l'Allemagne[26].

C'est sur cette toile de fond que se lit l'inversion la plus emblématique, celle d'Obergailbach, à la frontière franco-allemande. Conçu pour acheminer le gaz allemand vers la France, ce point bascule en octobre 2022 : le sens net, positif jusqu'au troisième trimestre, passe au négatif dès le quatrième. Mais sa portée est symbolique plus que quantitative : le flux était modeste avant la bascule (45 TWh en 2020) et se réduit ensuite à presque rien. Obergailbach signale l'inversion du rapport gazier franco-allemand. Il n'en est pas le vecteur, celui-ci passe, on l'a vu, par l'axe belge.

Tableau 2.2 – Inversions et extinctions de flux, datées (volumes de 2020 et 2025)

Lien	Bascule de sens	Vol. début (TWh)	Vol. fin (TWh)	Date / nature
Inversions (le flux bascule en sens inverse)				
BE – FR	BE → FR ⇒ FR → BE	101	66	début 2022
DE – FR	DE → FR ⇒ FR → DE	45	7	oct. 2022 (Obergailbach)
BE – NL	NL → BE ⇒ BE → NL	36	78	févr. 2024
HU – SK	SK → HU ⇒ HU → SK	28	28	août 2023
HU – RO	HU → RO ⇒ RO → HU	11	16	mars 2025
Extinctions (le flux disparaît ; signe final accessoire)				
DE – PL	PL → DE → quasi nul	255	14	chute 2022 (Yamal)
AT – IT	AT → IT → quasi nul	299	11	chute 2022 (transit)

Note : Volumes annuels en TWh, en 2020 (« début ») et en 2025 (« fin »). Inversion : le flux bascule en sens inverse pour un volume comparable. Extinction : le flux disparaît, le signe final étant accessoire. Codes pays : AT Autriche, BE Belgique, DE Allemagne, FR France, HU Hongrie, IT Italie, NL Pays-Bas, PL Pologne, RO Roumanie, SK Slovaquie.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

Trois inversions plus discrètes complètent le tableau, toutes situées en Europe centrale et liées à la fin du transit ukrainien. La Slovaquie cesse d'alimenter la Hongrie au profit du sens inverse (août 2023), de même que la Hongrie vis-à-vis de la Roumanie (mars 2025), tandis que les Pays-Bas et la Belgique inversent leurs échanges (février 2024). Ces réajustements de faible volume traduisent la recomposition des flux centre-européens autour de la Hongrie et du dernier corridor russe par gazoduc, le TurkStream.

Prises ensemble, ces bascules redessinent la carte des flux au sein de l'Union européenne et la fonction de ses pays membres. La France ne reçoit plus, elle pousse, et dans deux directions. La Suisse relaie et l'Allemagne absorbe. Que ces retournements aient pu s'opérer en quelques mois n'a d'ailleurs rien d'un heureux hasard : le marché intérieur du gaz, avec ses zones d'entrée-sortie, l'accès des tiers aux réseaux et les capacités rebours généralisées après la crise de 2009 (partie 1), a été précisément conçu pour permettre de telles réorientations. La crise de 2022 en a fourni la démonstration grandeur nature. Reste à mesurer plus précisément ces rôles : qui pousse, qui relaie, qui reçoit, et dans quelle proportion.

2.3. La fonction de hub et les interconnexions

Décrire qui pousse et qui reçoit suppose une mesure. On l'obtient en rapportant, pour chaque pays, le volume qu'il réexpédie vers ses voisins à celui qu'il en reçoit. Un pays qui fait suivre l'essentiel de ce qui transite par lui est un *pousseur*, celui qui en

(25) La distinction est posée sur les séries mensuelles : une inversion suppose un volume significatif (au moins 5 TWh) dans chaque sens aux deux extrémités de la période ; une extinction se reconnaît à l'effondrement du volume, indépendamment du signe final. Les volumes de départ sont mesurés sur 2020, première année pleine observée et antérieure à la bascule, afin de fixer le sens stable du flux avant son retournement ; c'est de cette série que découlent les datations qui suivent.

(26) On observe une succession de flux orientés, France vers Belgique et Belgique vers Allemagne, sans pouvoir affirmer qu'il s'agit physiquement du même gaz ; le chaînage d'un pays au suivant n'étant pas traçable dans les données.

retient l'essentiel un receveur, et le *hub de transit* se tient entre les deux, recevant pour faire suivre[27]. Appliquée aux principaux pays (tableau 2.3), cette grille révèle un redéploiement complet des fonctions entre 2021 et 2025.

Tableau 2.3 – Typologie des principaux pays selon le solde de redistribution interne (TWh/an), 2021 vs 2025

Pays	Réexpédié	Reçu	Solde	Type
2021				
Slovaquie	381	125	+256	source/pousseur
Allemagne	337	477	-140	hub de transit
Autriche	328	381	-54	hub de transit
Pays-Bas	269	0	+269	source/pousseur
Pologne	217	4	+213	source/pousseur
France	30	127	-97	puits/receveur
Italie	0	316	-316	puits/receveur
2025				
Belgique	296	66	+230	source/pousseur
Pays-Bas	233	78	+155	source/pousseur
Allemagne	229	450	-221	puits/receveur
France	148	4	+145	source/hub
Suisse*	89	112	-24	hub de transit
Italie	12	89	-77	puits/receveur

Note : Volumes réexpédiés, reçus et solde net (réexpédié moins reçu), en TWh/an. Un solde positif désigne un pays pousseur net, un solde négatif un receveur net. Quatre types : source/pousseur (pousse du gaz qu'il fait entrer, reçoit peu), puits/receveur (absorbe sans réexpédier), hub de transit (reçoit et fait suivre des volumes comparables), et source/hub. Ce dernier type, propre à la France en 2025, désigne un pays qui fait entrer du gaz par ses propres terminaux GNL puis le redistribue largement, sans dépendre d'un voisin pour son approvisionnement : la France pousse 148 TWh tout en ne recevant que 4 TWh.

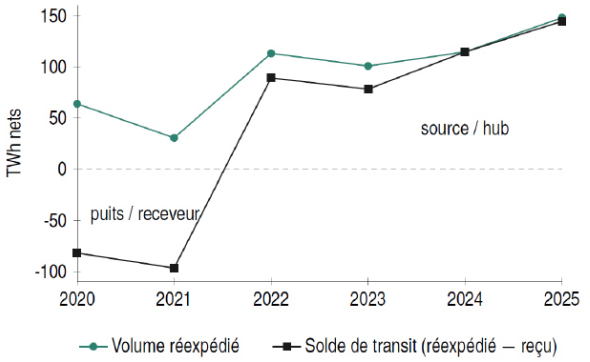
* La Suisse est un nœud de transit hors UE, acheminant le gaz FR/DE vers l'Italie.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

La trajectoire française en est l'illustration la plus frappante (graphique 2.3). Jusqu'en 2021, la France est une receveuse : elle ne réexpédie qu'une fraction de ce qu'elle reçoit (30 TWh contre 127) et son solde de transit est négatif (-97 TWh). À partir de 2022, le sens s'inverse brutalement : le solde bascule à +89 TWh puis progresse sans relâche jusqu'à +145 TWh en 2025 (148 TWh réexpédiés et 4 seulement reçus). En quatre ans, la France est passée de receveuse nette à l'un des trois premiers contributeurs nets du système européen, derrière la Belgique et les Pays-Bas. Ce retournement n'est pas celui d'un producteur, la France n'extrait pas de gaz. C'est celui d'un *hub alimenté par la mer*. Elle pousse vers ses voisins ce qu'elle importe par ses terminaux méthaniers, dont la partie précédente a montré qu'ils ont fait d'elle l'une des premières portes d'entrée de l'UE. À ce titre, son classement parmi les pousseurs ne doit pas la confondre avec les Pays-Bas (hub historique) ou avec les anciens relais du gaz russe. Sa fonction est dorénavant celle d'un point d'entrée maritime qui redistribue.

(27) La typologie repose sur la part du débit interne qu'un pays réexpédie : au-delà de deux tiers, il est classé pousseur ; en deçà d'un tiers, receveur ; entre les deux, hub de transit. Cette mesure quantifie le rôle de relais à partir des seuls soldes observés, sans reconstituer les chemins suivis par le gaz d'un pays d'origine à un pays de destination – chemins que les données ne permettent pas de tracer.

Graphique 2.3 – Trajectoire de la France comme hub : volume réexpédié et solde de transit nets (TWh/an, 2020-2025)



Note : Volume net réexpédié vers les pays voisins et solde de transit net (réexpédié moins reçu), en TWh/an.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

Encore faut-il préciser dans quelles directions s'exerce cette fonction. Le hub français n'est pas omnidirectionnel. Il pousse vers la Suisse (82 TWh) et vers la Belgique (66 TWh), mais n'alimente ni l'Italie ni l'Allemagne en direct. Le gaz français les atteint par relais : vers le sud, la France livre la Suisse, qui livre l'Italie ; vers le nord, elle livre la Belgique, qui livre l'Allemagne.

Le débouché méridional ramène dans le champ de l'analyse un nœud que notre périmètre centré sur l'UE laissait dans l'ombre, mais qui n'a rien d'une nouveauté : la Suisse. La voie alpine est une route historique de l'approvisionnement de l'Italie : depuis 1974, le gazoduc Transitgas achemine vers la péninsule le gaz des champs d'Europe du Nord, néerlandais d'abord, norvégien ensuite, au titre de contrats de long terme qui ont toujours emprunté les routes de l'Allemagne puis de la France[28]. Nœud de transit presque pur, la Suisse reçoit en 2025 112 TWh de France et d'Allemagne et en réexpédie 89 vers l'Italie, pour un solde quasi équilibré (-24 TWh). La nouveauté n'est donc pas l'existence de ce relais, mais son poids relatif : avec l'extinction de l'axe autrichien, la route alpine, historiquement complémentaire, est devenue la principale voie d'irrigation de l'Italie depuis le nord du continent.

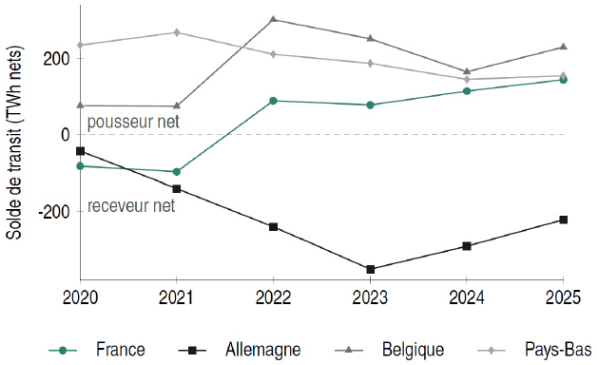
À l'autre extrémité du spectre, l'Allemagne accomplit le chemin inverse de la France. Premier réexpéditeur du continent en 2021 avec 337 TWh, quoique déjà importatrice nette (elle en recevait 477), elle bascule en 2025 dans la catégorie des receveurs (450 TWh reçus pour 229 réexpédiés, soit un solde de -221 TWh). Elle demeure le premier importateur net du réseau interne, mais a cédé la fonction de distributeur dominant qui faisait d'elle le cœur du système. Elle reçoit désormais bien davantage qu'elle ne fait suivre.

Le panorama d'ensemble confirme la rotation des rôles d'est en ouest (tableau 2.3). En 2021, les pousseurs sont à l'est et au centre (Slovaquie, Pologne et Pays-Bas), relais du gaz

(28) Le gazoduc Transitgas, en service depuis 1974, relie Wallbach, à la frontière allemande, au Passo Gries, à la frontière italienne ; sa connexion au réseau français près d'Oltingue, achevée en 2003, a ouvert la voie alpine au gaz de mer du Nord transitant par la France.

russe. En 2025, ils se trouvent à l'ouest (Belgique, Pays-Bas et France). L'Italie, quant à elle, reste receveuse aux deux dates, mais son déficit interne se contracte fortement (de -316 à -77 TWh). Elle dépend désormais bien moins de la redistribution continentale, s'étant dotée de ses propres portes d'entrée. La carte des fonctions a pivoté avec celle des flux : les rôles ont suivi la géographie des origines. Ces fonctions doivent d'ailleurs être interprétées pour ce qu'elles sont. Un statut de pousseur, de hub ou de receveur n'est pas une stratégie nationale, mais la résultante des contrats d'approvisionnement et de l'origine du gaz : si l'Allemagne était la plaque tournante du continent, c'est que les grands contrats de long terme conclus avec Gazprom, par ses importateurs comme par leurs homologues européens, à l'image de GDF devenu Engie, y faisaient converger le gaz russe ; si elle est devenue receveuse, c'est que les origines se sont déplacées. Les fonctions suivent les contrats, et les contrats ont changé de géographie.

Graphique 2.4 – Solde de transit net (réexpédié - reçu) de la France, de l'Allemagne, de la Belgique et des Pays-Bas (TWh/an, 2020-2025)



Note : Solde de transit net (réexpédié moins reçu) en TWh/an. Au-dessus de la ligne zéro, le pays réexpédie plus qu'il ne reçoit (pousseur net) ; en dessous, l'inverse (receveur net).

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

2.4. France, Allemagne et la nouvelle fracture est-ouest

Aucune comparaison ne résume mieux la reconfiguration que celle des deux plus grands marchés gaziers de l'UE. Le mouvement qui sépare la France de l'Allemagne est représentatif d'un ouest qui s'élève et d'un est qui s'efface. La mécanique en est simple. Le gaz russe disparu ne pouvait être remplacé par davantage de gaz norvégien, la production de la Norvège étant déjà à son plateau (partie 1) ; la seule offre mobilisable à grande échelle était le GNL, et le GNL entre par la mer. La route de substitution passait donc nécessairement par les façades maritimes : l'ouest s'élève parce que le gaz de remplacement y accoste, l'est s'efface parce que plus rien n'y entre. Ce que la comparaison franco-allemande donne à voir, ce sont les conséquences très inégales de cette même mécanique selon l'équipement des deux rives. Commençons par les deux protagonistes. Le point de départ a de quoi surprendre : en 2021, la France et l'Allemagne se trouvaient *du même côté*. Toutes deux étaient des receveuses nettes, la France avec un solde de transit de -97 TWh et l'Allemagne de -140 (graphique 2.4) ; le seul grand pousseur du système étant alors les Pays-Bas. Ce qui distinguait les deux pays n'était pas le signe de leur solde, mais leur fonction. L'Allemagne était un hub de transit à fort débit, premier réexpéditeur du continent (337 TWh) en même temps que premier importateur. La France, quant à elle, était une receveuse périphérique qui ne réexpédiait presque rien (30 TWh). La crise ne les a pas fait permuter, elle les a fait diverger.

La France est le seul des grands pays à changer de signe : elle passe en 2022 d'un solde négatif à un solde positif (+89 TWh), qu'elle porte ensuite à +145 en 2025. Elle quitte ainsi le camp des receveurs, où elle côtoyait l'Allemagne, pour rejoindre celui des pousseurs de façade, aux côtés des Pays-Bas et d'une Belgique dont le solde explose la même année (de 75 à 302 TWh). Ce retournement repose sur un atout que la crise n'a pas créé mais révélé : la France disposait, dès avant 2022, d'un parc de terminaux ouverts sur l'Atlantique et la Méditerranée, jusqu'alors largement sous-employés. Là où l'Allemagne devait tout construire, elle ne possédait aucun terminal méthanier avant la guerre, la France n'avait qu'à activer une capacité dormante.

L'Allemagne, elle, n'a pas changé de camp. Premier consommateur du continent, elle est restée importatrice nette d'un bout à l'autre de la période. Son solde n'a jamais été positif. Ce qui s'est transformé, c'est sa fonction de transit. Plaque tournante du gaz russe en 2021, elle réexpédiait massivement le gaz qu'elle recevait de l'est. L'effondrement des corridors russes a d'abord creusé son déficit jusqu'à un plus bas en 2023 (-351 TWh), avant qu'il ne se résorbe partiellement (-221 en 2025). En effet, l'Allemagne s'est remise à réexpédier, mais dans l'autre sens. Ses flux sortants, jadis dirigés vers l'ouest, vont désormais vers la Tchéquie et l'Autriche. Son transit ne s'est pas éteint, il s'est retourné. L'Allemagne relaye vers une Europe centrale orpheline du gaz russe une part de ce qui lui parvient par le nord-ouest, même si le chaînage exact d'un flux à l'autre échappe à la mesure.

Le même partage se retrouve, à plus grande échelle, entre les deux moitiés du continent. Le mouvement qui a élevé l'ouest a abaissé l'est. L'Allemagne est désormais alimentée par l'arc de ses voisins de façade, Pays-Bas et Belgique en tête ; mais le basculement le plus spectaculaire se lit plus à l'est. La Pologne en offre le parfait exemple. Terminus de Yamal et grand pousseur en 2021, lorsqu'elle envoyait 217 TWh vers l'Allemagne, elle est devenue une receveuse réalimentée par le nord. Le Baltic Pipe lui apporte du gaz norvégien depuis le Danemark (97 TWh). Sa dépendance n'a pas disparu, elle a changé d'origine. Son approvisionnement direct est aujourd'hui assuré à près des trois quarts par le GNL américain. La Slovaquie et la Tchéquie, naguère maillons de l'axe qui conduisait le gaz russe vers l'Autriche et l'Italie, ont basculé de même dans le rôle de receveurs, désormais alimentés depuis l'ouest. Toute la rangée centrale du continent, qui distribuait hier le gaz de l'est, le reçoit aujourd'hui de l'ouest.

Une exception, à l'extrémité du mouvement : la Hongrie. Enclavée et sans terminal méthanier, elle reste arrimée, pour la totalité de ses entrées directes, au dernier corridor russe par gazoduc, le TurkStream. Alors que le continent s'est émancipé du gaz russe, elle y demeure attachée.

De ce double mouvement se dégage la physionomie du système post-Ukraine. Il ne s'agit pas d'un cœur qui en aurait remplacé un autre, où la France prendrait la place de l'Allemagne, mais d'un cœur unique qui a éclaté en portes de façade. À l'ouest et au nord, un pôle d'entrée et de redistribution multipolaire (France, Belgique et Pays-Bas, rejoints par le couple Danemark-Pologne du Baltic Pipe) capte le gaz venu du large et l'irrigue vers l'intérieur. À l'est, une rangée de pays redevenus receveurs, réalimentés depuis l'ouest, et une Hongrie restée à part. Le centre de gravité du réseau, autrefois continental et oriental, s'est déplacé vers les côtes.

Cette nouvelle géographie n'est pas neutre. Les deux moitiés du continent sont sorties de la dépendance russe par des chemins opposés et se retrouvent désormais exposées à des vulnérabilités de nature inverse. L'ouest, devenu pôle d'entrée par le GNL, a échangé la dépendance à un fournisseur unique (la Russie) contre une exposition au marché mondial. La France, devenue l'une des premières portes d'entrée de l'UE et hub de redistribution, est désormais solidaire des tensions qui peuvent naître à l'autre bout de la planète. L'est, lui, conjugue une dépendance résiduelle au gaz russe (entière pour la Hongrie) et une dépendance au transit de ses voisins. Entre les deux, l'Allemagne tient une position singulière. Premier consommateur du continent, elle reste concentrée sur la Norvège et tributaire, pour son GNL, du relais de ses voisins de façade.

la solidarité gazière de l'UE se heurte à des dépendances inégalement réparties

2.5. Implications

La reconfiguration décrite dans cette partie n'a pas seulement déplacé des flux : elle a redessiné une carte politique. En quittant ensemble la dépendance russe, les États membres n'ont pas suivi la même route, ni abouti au même point. À l'ouest, une émancipation réelle, payée d'une exposition nouvelle au marché mondial. À l'est, une dépendance résiduelle au gaz russe (entière pour la Hongrie et encore présente en Slovaquie) qui maintient ces pays dans le dernier corridor russe et les place en marge du consensus européen. C'est une fracture de cohésion autant qu'une fracture d'approvisionnement. La solidarité gazière de l'UE, qui suppose un marché intégré et des intérêts alignés, se heurte à des dépendances inégalement réparties. L'enjeu déborde la seule sécurité nationale, il engage la capacité de l'UE à parler d'une voix tant qu'une partie de ses membres reste liée à Moscou.

Dans cette recomposition, la France dispose d'un atout : sa fonction de porte d'entrée et de hub de redistribution, adossée à ses terminaux méthaniers. Cet atout est aussi une responsabilité. Elle irrigue désormais ses voisins. Il constitue également un levier, car il fonde une légitimité à peser sur la gouvernance européenne du gaz : tarification du service de transit, planification des infrastructures, mutualisation du stockage. Mais cet atout qui repose sur le GNL, c'est-à-dire sur le marché mondial, est du même coup le point par lequel un choc lointain peut l'atteindre.

3. Les fragilités du système reconfiguré

Les deux parties précédentes ont décrit une véritable réussite. En quelques années, l'UE a desserré l'étreinte du gaz russe, multiplié ses portes d'entrée et réorienté la circulation interne à partir de ses façades maritimes. Mais une diversification réussie n'est pas un système sans faille. Le réseau qui a émergé de la crise est plus ouvert sur l'international. Il n'en est pas pour autant homogène, ni partout solidaire et ni à l'abri des chocs. Cette partie en examine les fragilités. Non pas les difficultés passagères de la transition, mais les faiblesses structurelles, inscrites dans la géographie des infrastructures et dans les règles qui les gouvernent.

Trois fragilités se dégagent. La première est territoriale. Tous les pays n'ont pas la même capacité à faire circuler le gaz qu'ils importent, et la plus grande capacité d'entrée du continent, celle de l'Espagne, demeure sans débouché vers le reste de l'UE, héritage d'une infrastructure conçue pour le seul marché espagnol. La deuxième tient au stockage. Devenu, depuis 2022, l'instrument central de la sécurité d'approvisionnement européenne, il a été géré avec succès jusqu'en 2024 avant de révéler, en 2025, la tension d'un instrument pris entre sécurité et prix. La troisième est la persistance de dépendances résiduelles au gaz russe, concentrées à l'est, et dans le GNL.

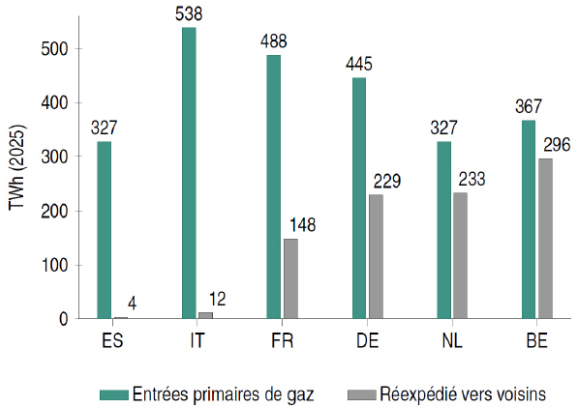
Ces fragilités ont un trait commun : aucune ne se manifeste tant que le système fonctionne en régime ordinaire. Elles ne se révèlent que sous tension ; lorsqu'un hiver rigoureux, une rupture de l'offre ou une flambée des prix viennent éprouver la capacité du réseau à redistribuer, à puiser dans ses réserves et à faire jouer la solidarité.

3.1. Hubs contre culs-de-sac : l'asymétrie territoriale

Le premier signe de fragilité tient à une inégalité de fonction. Dans un réseau, importer du gaz et le faire circuler sont deux capacités distinctes. Un pays peut être une grande porte d'entrée sans être un nœud de redistribution. La mesure la plus simple de cette seconde capacité est le rapport entre le gaz qu'un pays réexpédie vers ses voisins et celui qu'il fait entrer – son ratio de réexpédition. Appliqué aux principaux pays en 2025, il révèle un éventail très ouvert, des hubs aux culs-de-sac (graphique 3.1, tableau 3.1).

À une extrémité, la Belgique et les Pays-Bas réexpédient l'essentiel de ce qu'ils reçoivent, les ratios respectifs étant de 0,81 et 0,71. Ce

Graphique 3.1 – Gaz entré et réexpédié par pays : hubs contre culs-de-sac (2025)



Note : Entrées primaires de gaz et volume réexpédié vers les pays voisins, en TWh, en 2025. Codes pays : BE Belgique, DE Allemagne, ES Espagne, FR France, IT Italie, NL Pays-Bas.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

Tableau 3.1 – Indicateurs d'enclavement par pays (2025)

Pays	Entrées prim. (TWh)	Réexpédié (TWh)	Ratio	Partenaires desservis	Profil
Espagne	327	3,5	0,01	1	cul-de-sac
Italie	538	12	0,02	2	cul-de-sac
Hongrie	85	28	0,33	1	enclavé (mono-connecté)
France	488	148	0,30	2	hub d'appoint (gros volume)
Allemagne	445	229	0,51	6	puits redistributeur
Pays-Bas	327	233	0,71	1	hub
Belgique	367	296	0,81	3	hub

Note : Entrées primaires de gaz et volume réexpédié vers les voisins, en TWh ; ratio = réexpédié / entré. Tous les indicateurs sont calculés en net : « partenaires desservis » compte les pays vers lesquels le solde net est sortant. Un pays comme les Pays-Bas, qui échange avec la Belgique et le Royaume-Uni mais en reçoit un solde net entrant, n'apparaît desservir que l'Allemagne ; ces voisins sont eux-mêmes fournisseurs nets et figurent donc à l'actif d'autres lignes. Le profil « enclavé » qualifie la connectivité (un seul débouché physique), non le ratio. Pays classés par ratio croissant, des culs-de-sac aux hubs.

Source : ENTSOG ; calculs des auteurs.

sont les hubs au sens plein, des points d'entrée dont la vocation est de redistribuer. À l'autre, l'Espagne et l'Italie ne font suivre presque rien, respectivement 0,01 et 0,02. Ce sont des culs-de-sac qui consomment ce qu'ils importent sans l'irriguer plus loin. Entre les deux se tiennent la France, hub d'appoint qui réexpédie un tiers de ses entrées (0,30) tout en traitant de gros volumes, et l'Allemagne, dont le ratio plus élevé (0,51) recouvre un rôle particulier. Premier consommateur du continent, elle redistribue beaucoup (229 TWh vers six partenaires), mais reçoit davantage encore, ce qui en fait un puits qui n'a pas cessé de relayer. La Hongrie, enfin, fait figure de cas à part : son ratio intermédiaire (0,33) ne traduit pas une fonction de hub mais un enclavement, celui d'un pays mono-connecté qui ne dessert qu'un voisin.

dans un réseau, importer du gaz et le faire circuler sont deux capacités distinctes

Cet éventail a une géographie, et c'est elle qui en fait une fragilité. Les hubs se trouvent au nord-ouest, sur les façades de la mer du Nord (Belgique, Pays-Bas et France), là où le gaz entré par les terminaux et par les gazoducs norvégiens peut être redistribué dans toutes les directions. Les culs-de-sac sont en Méditerranée (Espagne et Italie), là où la capacité d'entrée, pourtant considérable, ne dispose pas des interconnexions pour la diffuser vers l'intérieur du continent. Le gaz qui entre par le nord-ouest profite à plusieurs pays ; celui qui entre par le sud ne profite qu'à un seul. La diversification a multiplié les portes, mais certaines ouvrent sur un couloir et d'autres sur une impasse.

L'Espagne porte ce paradoxe à son comble. Elle détient la plus grande capacité de regazéification d'Europe (de l'ordre de 720 TWh par an), mais ne peut en évacuer vers la France qu'une fraction. La capacité de sortie transpyrénéenne plafonne à 96 TWh, soit environ un septième de ce qu'elle peut faire entrer (tableau 3.2)[29]. Le rapport, resté de l'ordre de sept à huit sur toute la période, dit l'ampleur de l'asymétrie. Même en regazéifiant à pleine capacité, l'Espagne ne pourrait offrir au reste de l'Europe qu'une part marginale de son gaz. Encore ce plafond n'est-il pas même approché : l'Espagne ne réexpédie presque rien (3,5 TWh en 2025, soit le ratio de 0,01 relevé plus haut), très en deçà de ce que l'interconnexion existante permettrait. Sa seule autre porte de sortie, vers le Portugal (53 TWh par an), ne mène nulle part, la péninsule ibérique étant elle-même fermée sur le continent.

Tableau 3.2 – Cul-de-sac espagnol : capacité de regazéification vs évacuation transpyrénéenne

Période	Regaz. ES (TWh/an)	Sortie ES→FR (TWh/an)	Ratio
2020–2023	659	82	8,0
2024–2026	724	96	7,5

Note : Capacité de regazéification de l'Espagne (GIE/ALSI, dtrs) et capacité d'évacuation transpyrénéenne vers la France (ENTSOG), en TWh/an. Conversion appliquée : 1 Gm³ pour 10,8 TWh. Codes pays : ES Espagne, FR France.

Source : ENTSOG et GIE/ALSI ; calculs des auteurs.

Ce faible flux ne traduit pourtant pas une saturation, et c'est ici que le diagnostic doit être précisé. Hors l'épisode de 2022-2023, où l'interconnexion a effectivement tourné à ses limites vers la France pour pallier l'effondrement des livraisons russes, le VIP Pirineos est loin d'être saturé. Depuis 2024, les flux sud-nord se sont effondrés et le solde s'est même retourné : l'Espagne est redevenue, comme elle l'était constamment avant 2022, importatrice nette de gaz via la France. En régime ordinaire, personne ne décharge de GNL en Espagne pour l'acheminer vers le nord, bien que cela soit techniquement possible : le détour ibérique cumule les coûts de regazéification, de transport

(29) Les capacités d'infrastructure, exprimées en milliards de mètres cubes par les sources, sont converties en TWh au taux de 1 Gm³ pour 10,8 TWh, taux de conversion utilisé tout au long de ce document.

et de tarifs aux frontières, sans avantage sur les terminaux du nord-ouest, eux-mêmes loin de la saturation.

Cette configuration a une histoire, sans laquelle on ne comprend pas ce qui s'est joué. Les terminaux espagnols ont été construits par l'Espagne et pour l'Espagne, sur la foi de projections de demande intérieure largement surestimées, non pour approvisionner le continent. Une chaîne gazière internationale repose sur des engagements mutuels de long terme entre producteurs et acheteurs, qui développent conjointement infrastructures et livraisons ; de tels engagements n'ont jamais existé pour un transit ibérique vers le nord, et les pays du nord-ouest ont d'ailleurs fait le choix inverse de bâtir leurs propres terminaux. Le dimensionnement des sorties pyrénéennes est cohérent avec cette conception, et le sort du MidCat en est moins la cause que le symptôme : écarté une première fois en 2019 par les régulateurs français et espagnol pour faible intérêt commercial, relancé en 2022 sous la pression allemande, le projet a été définitivement abandonné en octobre 2022 au profit d'un corridor sous-marin dédié à l'hydrogène (H2Med), qui ne transportera pas de gaz naturel[30].

Parler d'une capacité « piégée » serait donc inexact : elle n'a jamais été conçue pour servir les voisins, et rien, en régime ordinaire, ne cherche à passer par elle. La fragilité est ailleurs, et elle est prospective : le système reconfiguré ne dispose d'aucune redondance méridionale. Ses entrées se concentrent sur un arc nord-ouest, gaz norvégien de mer du Nord et GNL débarqué sur les façades atlantique et baltique, dont la vulnérabilité n'a plus rien de théorique : sabotage de Nord Stream en 2022, endommagement du Balticconnector en 2023, atteintes répétées aux câbles sous-marins de la Baltique attribuées à la « flotte fantôme » russe [31]. Une perturbation durable de ces routes du nord ferait de la capacité ibérique le substitut naturel, et c'est alors, et alors seulement, que le plafond transpyrénéen deviendrait contraignant.

On retrouve la logique rencontrée à propos de la crise de 2009 (partie 1) : l'assurance se construit avant le choc. De même que l'UE avait créé, après 2009, les conditions de la substitution au gaz russe, anticiper un choc sur le littoral nord plaiderait pour doter l'axe sud d'une capacité d'évacuation qu'il n'a jamais eue, non pour les flux du régime ordinaire, qui ne la justifient pas, mais pour sa valeur d'option en cas de crise. Tant que cet arbitrage n'est pas instruit, l'amortisseur méditerranéen demeure hors d'atteinte, ce qui reporte la charge de la résilience sur un autre mécanisme : le stockage.

(30) La CRE et son homologue espagnole, la CNMC, ont rejeté en janvier 2019 le tronçon transfrontalier du MidCat (STEP), jugé sans intérêt commercial pour les deux pays. Relancé après l'invasion de l'Ukraine, notamment par l'Allemagne et la Commission, il a été remplacé le 20 octobre 2022 par le projet BarMar (Barcelone-Marseille), intégré depuis au corridor hydrogène H2Med.

(31) Cette succession d'incidents a conduit l'OTAN à lancer, en janvier 2025, la mission de surveillance Baltic Sentry en mer Baltique ; les plateformes et gazoducs norvégiens font l'objet de mesures de protection renforcées depuis les survols de drones de 2022.

3.2. Le stockage : d'un amortisseur national à un instrument européen sous tension

Si la première fragilité tient à la circulation du gaz, la deuxième tient à sa conservation. Le stockage souterrain a longtemps été un amortisseur national. Chaque pays remplissait ses réserves à l'automne et les vidait l'hiver, selon une logique d'opérateurs peu coordonnée. La crise de 2022 en a fait tout autre chose : l'instrument central de la sécurité d'approvisionnement européenne, encadré par des cibles communes et contraignantes. Cette montée en régime a d'abord été un succès, mais l'année 2025 en a révélé la faille.

3.2.1. La reconfiguration 2020–2025

Le tournant date de 2022. L'Union impose à ses États membres une cible de remplissage minimale au 1er novembre : 80 % de la capacité pour la première année, puis 90 % à partir de 2023[32]. Mesuré à l'échelle de l'agrégat européen (graphique 3.2)[33], le résultat de cette discipline commune est clair.

Sur les trois saisons qui suivent ce nouveau règlement, le remplissage d'automne dépasse largement la cible : 94,8 % en 2022, pour 80 % requis, puis 99,2 % en 2023 et 95,2 % en 2024, bien au-delà des 90v% désormais exigés. Plus révélateur encore, les fins d'hiver deviennent plus confortables. Alors que les creux de mars tombaient à 30,1 % en 2021 et 26,7 % en 2022, ils ne descendent plus qu'à 55,6 % en 2023 et 58,7 % en 2024. La coordination n'a pas seulement rempli les réserves avant l'hiver, elle a relevé le plancher de sortie d'hiver, ménageant des marges que le système n'avait pas connues. Face au quasi-arrêt du gaz russe, l'UE a su sécuriser ses stocks par une politique commune. C'est la face réussie de la reconfiguration. Cette réussite a toutefois eu son revers, qu'il faut garder à l'esprit pour la suite.

si la première fragilité tient à la circulation du gaz, la deuxième tient à sa conservation

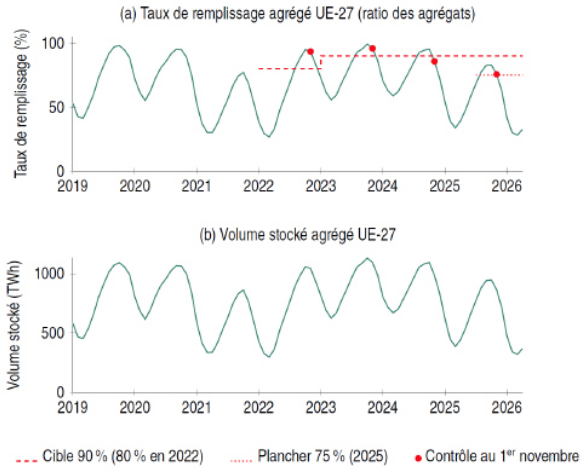
Le remplissage de 2022 a été obtenu à n'importe quel prix, au sens propre. L'Allemagne, dont il fallait regarnir en urgence les stockages laissés presque vides par Gazprom à la veille de la guerre, a mandaté son opérateur de marché pour des achats massifs et sans limite de coût ; cette demande réglementaire, annoncée et inélastique, s'est fait arbitrer par les vendeurs et a contribué à la flambée qu'elle entendait précisément éviter[34]. La sécurité volumétrique de 2022 a donc été payée d'une aggravation du choc de prix : remplir à marche forcée n'est pas neutre pour le marché sur lequel on remplit.

(32) Règlement (UE) 2022/1032. La cible de 80 % ne valait que pour 2022, année de son adoption en urgence. Le standard pérenne, contraignant à l'entrée de chaque hiver, est de 90 %.

(33) Agrégat des dix-huit États dotés d'un stockage souterrain significatif, présents sur toute la période. Les neuf pays sans stockage notable n'entrent pas dans le calcul. Le taux rapporte la somme des volumes stockés à la somme des capacités utiles.

(34) Trading Hub Europe, l'opérateur du marché gazier allemand, a été chargé en 2022 d'acheter quelque 50 TWh pour remplir les stockages, pour un coût d'environ 9 milliards d'euros, l'essentiel étant acquis au comptant au plus haut du marché. Ces achats, critiqués dès l'origine comme inutilement coûteux, ont alimenté la hausse des prix pour l'ensemble des acheteurs européens.

Graphique 3.2 – Taux de remplissage et volume de stockage, UE-27 (2019–2026)



Note : Panneau (a) : taux de remplissage agrégé de l'UE-27 (rapport du volume stocké à la capacité), en %. Panneau (b) : volume stocké agrégé, en TWh. Lignes rouges : cible réglementaire de remplissage (80 % en 2022, année d'adoption, puis 90 % à partir de 2023, règlement UE 2022/1032) ; le plancher contraignant a été abaissé à 75 % sous le règlement assoupli de 2025.

Source : GIE/AGSI+ ; calculs des auteurs.

3.2.2. La faille structurelle

Cette face s'assombrit en 2025. Le pic d'automne, qui s'était maintenu entre 95 et 99 % trois années durant, plafonne cette fois à 82,8 %, en deçà des 90 % pour la première fois depuis l'instauration de la cible. L'Allemagne, l'Espagne et les Pays-Bas, parmi les plus gros détenteurs de capacité, manquent l'objectif, ce qui n'était plus arrivé depuis 2021. L'hiver 2025-2026, rigoureux, vide alors des réserves déjà moins pleines. Au creux de mars 2026, le taux agrégé tombe à 28,0 %, un niveau que l'on n'avait plus revu depuis l'avant-cibles, comparable aux creux de 2021 et 2022. En une saison, le bénéfice patiemment accumulé de planchers de fin d'hiver relevés s'efface.

Ce retournement n'est pas un simple accident de marché. Il procède aussi d'un choix. En 2025, l'UE a précisément assoupli la règle qui avait nourri ses succès antérieurs. Adopté en juillet 2025 et prolongé jusqu'à fin 2027, le règlement amendé maintient la cible de 90 % mais autorise désormais à l'atteindre à tout moment entre le 1er octobre et le 1er décembre, tolère un écart pouvant aller jusqu'à dix points en cas de conditions de marché défavorables, et rend indicatives les cibles intermédiaires[35]. Le motif de cet assouplissement est explicitement le prix. L'obligation rigide des 90 % au 1er novembre signalait au marché une demande européenne contrainte et renchérissait le remplissage estival. Un reproche qui était porté de longue date par les gros détenteurs de stockage, l'Allemagne et les Pays-Bas en tête, précisément ceux qui, en 2025, n'ont pas rempli au-delà des trois quarts. L'expérience de 2022 donnait à ce reproche un fondement sérieux : une obligation rigide, en annonçant au marché une demande contrainte, invite à l'arbitrage et peut amplifier le choc qu'elle prétend parer. L'assouplissement de 2025 ne relève donc pas de la seule imprévoyance ; il a aussi sa part de pragmatisme.

Le décrochage de 2025 apparaît dès lors sous un autre jour. Il ne traduit pas tant l'échec de l'instrument que le basculement délibéré d'un arbitrage; entre une sécurité achetée au prix fort (remplir coûte que coûte, au risque de tirer les cours vers le haut) et un coût maîtrisé (s'en remettre davantage au marché, au risque d'une entrée d'hiver plus exposée). De 2022 à 2024, l'UE avait tranché pour la sécurité; en 2025, elle a tranché pour le prix. La fragilité n'est donc pas une défaillance technique à corriger, mais un dilemme de politique publique, et ce dilemme est symétrique. Le relâchement de la contrainte, justifié en régime calme, se paie en exposition lorsque survient le choc ; son durcissement, protecteur en apparence, renchérit le remplissage et peut, à l'extrême, nourrir la crise qu'il veut conjurer, comme l'a montré l'été 2022. L'instrument censé amortir les chocs de marché reste suspendu à ce même marché.

Il n'existe pas de règle de remplissage optimale en toutes circonstances, seulement un équilibre à ajuster selon l'état du marché, entre une sécurité qui coûte et une économie qui expose.

l'UE n'aborde pas la crise du détroit d'Ormuz avec des réserves pleines, mais avec un agrégat à 28 % de sa capacité

La conséquence est immédiate, et elle commande la suite de notre analyse. L'UE n'aborde pas la crise du détroit d'Ormuz avec des réserves pleines, mais avec un agrégat à 28 % de sa capacité. Le choc ne frappe pas un système au repos ; il frappe un système déjà bas, ce qui amplifiera la tension sur les prix qu'analyse la partie 4.

3.2.3. Profils de stockage par pays

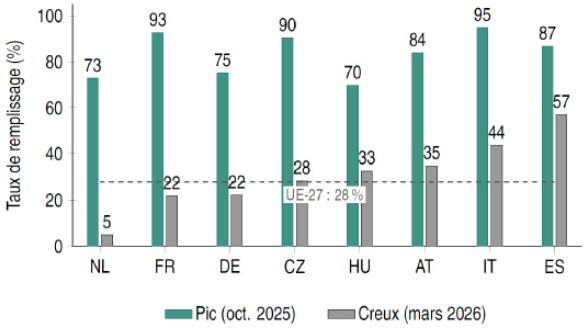
L'agrégat européen masque toutefois des situations nationales très contrastées, d'autant que la capacité de stockage est elle-même très concentrée. Cinq pays, l'Allemagne (249 TWh), l'Italie (198), les Pays-Bas (142), la France (130) et l'Autriche (97), en détiennent près des trois quarts. La situation de ces grands réservoirs pèse donc lourd dans le taux d'ensemble. Or, au creux de mars 2026, ils se répartissent en deux camps opposés (graphique 3.3).

D'un côté, les grands marchés du nord-ouest entrent dans la crise dégarnis. L'Allemagne, premier stockage du continent, n'est plus remplie qu'à 22,2 % (55,6 TWh), la France à 21,9 % (27,5 TWh) et les Pays-Bas, troisième capacité d'Europe, sont quasiment vidés (4,9 %, à peine 7 TWh sur 142 de capacité)[36]. Ce sont les pays qui consomment et redistribuent le plus, et qui ont le plus puisé dans leurs réserves au cours d'un hiver

(35) Règlement amendant le règlement (UE) 2022/1032 : accord politique du 24 juin 2025, adoption par le Conseil le 18 juillet 2025. Le plancher contraignant à l'entrée de l'hiver a, de fait, été ramené à 75 %, les 90 % demeurant recommandés.

(36) Le niveau néerlandais, exceptionnellement bas, prolonge un pic d'automne lui-même inférieur à la cible (72,8 %). Les Pays-Bas comptaient, avec l'Allemagne, parmi les promoteurs de l'assouplissement de 2025 et n'ont pas rempli au-delà des trois quarts.

Graphique 3.3 – Taux de remplissage par pays : pic d'automne 2025 et creux de mars 2026



Note : Taux de remplissage de huit des principaux pays de stockage, au pic d'octobre 2025 et au creux de mars 2026, en %. Pays ordonnés du plus dégarni (à gauche) au plus rempli au creux. La ligne pointillée marque le taux agrégé UE-27 de mars 2026 (28 %). Codes pays : AT Autriche, CZ Tchéquie, DE Allemagne, ES Espagne, FR France, HU Hongrie, IT Italie, NL Pays-Bas, PL Pologne.

Source : GIE/AGSI+ ; calculs des auteurs.

rigoureux. Comme ils pèsent le plus dans l'agrégat, ce sont eux qui en tirent le niveau vers le bas.

De l'autre, les pays bien pourvus sont précisément ceux qui ne peuvent pas partager. L'Italie conserve 43,7 % de son stockage (88,9 TWh) et l'Espagne 56,9 %. Mais ce sont les deux culs-de-sac méditerranéens. Leurs stocks pleins ne se déversent pas vers les voisins exposés. Le tampon existe, mais il ne circule pas. Pour l'Espagne, le constat redouble celui déjà fait plus haut : comme sa capacité de regazéification, le gaz qu'elle a su conserver ne dispose d'aucun débouché vers les voisins qui en auraient besoin.

Les deux asymétries se superposent ainsi, et s'aggravent l'une l'autre. La géographie du stockage place les réserves les plus pleines là où elles sont le moins mobilisables (les culs-de-sac du sud) et les plus basses là où la demande et la redistribution sont les plus fortes (les hubs du nord-ouest). L'UE n'entre donc pas seulement dans la crise avec peu de gaz, elle y entre avec un gaz mal réparti. Restent, pour clore l'inventaire de ces fragilités, les dépendances que la sortie du gaz russe n'a pas effacées.

3.3. Les dépendances résiduelles

La sortie du gaz russe n'a pas été une sortie complète. Deux poches de dépendance subsistent au terme de la période, de natures opposées et de géographies inverses. À l'est, un verrou de gazoduc, où la Hongrie et la Slovaquie restent arrimées à l'unique corridor russe encore actif. À l'ouest, un afflux de *méthaniers*, où la France, la Belgique et l'Espagne sont devenues les premières portes du GNL russe dans l'UE. Ces deux résidus ne se referment pas au même rythme et ne portent pas la même fragilité : l'une de cohésion politique, l'autre de marché.

À l'est, la dépendance n'a pas reculé, elle s'est concentrée. Depuis l'extinction du transit ukrainien au 1er janvier 2025, TurkStream est le seul corridor par lequel du gaz russe pénètre encore dans l'Union par pipeline, et la Hongrie en est le principal débouché continental. Loin de s'en détacher, Budapest a renforcé ce lien avec un contrat de quinze ans conclu avec Gazprom en 2021. Cette persistance tient moins à une fatalité géographique qu'à un choix. Des routes de substitution existent – le terminal méthanier croate de Krk, l'interconnexion vers la Roumanie, le projet de corridor gazier vertical[37] – mais demeurent peu sollicitées.

La Slovaquie décline la même logique sous une forme contrainte. Privée du transit ukrainien, elle s'est rebranchée dès février 2025 sur le gaz russe acheminé par TurkStream via la Hongrie. Le relais intra-européen par lequel elle est désormais alimentée transporte ainsi, pour partie, les mêmes molécules russes qu'auparavant, mais par une autre route. La fragilité que dessinent ces deux pays n'est pas quantitative, les volumes en jeu sont modestes à l'échelle de l'UE, mais politique. Tous deux se sont opposés à l'interdiction du gaz russe et ont obtenu une clause de sauvegarde en cas de rupture d'approvisionnement. C'est une fragilité de cohésion : pas un risque pour le bilan gazier européen, mais pour l'unité de sa politique énergétique.

À l'ouest, le résidu est d'une tout autre nature. Le gaz russe n'y entre plus par pipeline mais par méthanier, et son volume, loin de décliner, s'est maintenu à un niveau inédit jusqu'à la veille de son interdiction. Trois pays en concentrent l'essentiel : la France, la Belgique et l'Espagne (tableau 3.3).

Tableau 3.3 – GNL d'origine russe par principale porte d'entrée

Pays	GNL russe 2021 (TWh)	GNL russe 2025 (TWh)	Part du GNL national 2025 (%)
France	50	95	29
Espagne	31	36	16
Belgique	12	57	39
UE-27	133	214	–

Note : Volumes de GNL d'origine russe en TWh, et part de ce GNL russe dans le GNL total du pays en 2025.

Source : Bloomberg ; calculs des auteurs.

Entre 2021 et 2025, les entrées de GNL russe ont presque doublé en France (passant de 50 à 95 TWh) et quasiment quintuplé en Belgique (de 12 à 57 TWh), l'Espagne variant peu. À l'échelle de l'UE, elles sont montées de 133 à plus de 210 TWh, un niveau jamais atteint avant la guerre et maintenu jusqu'en 2025, pour quelque 7 milliards d'euros cette année-là[38]. La Belgique appelle une réserve : une part de ce gaz n'y est pas consommée mais transbordée. Zeebrugge fut longtemps une plaque de réexpédition du GNL russe et l'interdiction de transbordement de mars 2025 a converti une partie de ce transit en importations conservées, gonflant le chiffre national. La France, elle, est

(37) Projet d'infrastructure soutenu par la Commission européenne, le corridor gazier vertical (*Vertical Gas Corridor*) relie selon un axe sud-nord la Grèce, la Bulgarie, la Roumanie, la Hongrie, la Slovaquie, la Moldavie et l'Ukraine. Il achemine vers l'Europe centrale enclavée du GNL débarqué aux terminaux grecs de Revithoussa et d'Alexandroupolis, ainsi que du gaz azéri, pour une capacité visée d'environ 108 TWh/an à terme. En construction sur le tronçon bulgare, avec un achèvement annoncé pour 2026, il offrirait à la Hongrie une route de substitution au gaz russe ; mais la faiblesse des souscriptions aux enchères de capacité en interroge, début 2026, la viabilité commerciale.

(38) Estimations IEEFA et Urgewald, d'après données Kpler.

devenue le premier importateur européen de GNL russe. Son principal acheteur, TotalEnergies, est aussi actionnaire du projet arctique Yamal et son premier client mondial[39].

Ce résidu occidental est promis à l'extinction, mais par étapes, et plus lentement que l'annonce ne le laisse croire. L'interdiction européenne est échelonnée. Les contrats nouveaux sont prohibés depuis le 18 mars 2026, les contrats de court terme antérieurs depuis le 25 avril, tandis que les contrats de long terme courent jusqu'au 1er janvier 2027 pour le GNL et jusqu'à l'automne 2027 pour le gazoduc[40]. La dépendance résiduelle n'est donc pas effacée au moment où frappe la crise d'Ormuz. Elle est encore là, en voie de résorption programmée. Surtout, la logique même de ce retrait nourrit la vulnérabilité que ce document décrit. Retirer le GNL russe ne réduit pas l'exposition de l'UE, il la *déplace*. Les quelque 200 TWh annuels à remplacer devront l'être par d'autres cargaisons, achetées sur le marché mondial du GNL. Ce marché spot dont la crise d'Ormuz révèle, au même moment, l'extrême sensibilité aux chocs lointains (partie 5). L'élimination de la dernière dépendance directe envers la Russie se solde par une dépendance accrue au marché global.

entre 2021 et 2025, les entrées de GNL russe sont montées de 133 à plus de 210 TWh, un niveau jamais atteint avant la guerre

3.4. Implications

L'asymétrie territoriale, le stockage sous tension et les dépendances résiduelles disent toutes, à leur manière, la même chose : l'Union a su reconstituer une capacité d'approvisionnement suffisante à l'échelle de l'ensemble, sans la convertir pour autant en sécurité partagée. La capacité de regazéification espagnole, la plus grande d'Europe, a été conçue pour l'Espagne seule et ne profite qu'à elle. Les réserves les mieux remplies sont précisément celles qui ne peuvent pas se déverser et chaque État reste seul face à l'arbitrage entre remplir ses stocks et ménager sa facture. La sécurité collective n'est pas la somme des sécurités nationales et c'est ce que la diversification, concentrée sur la performance d'ensemble, a laissé de côté.

Ce constat déplace la question de la sécurité gazière. Tant que le gaz russe arrivait par gazoduc, sécuriser les approvisionnements revenait à diversifier les sources et à multiplier les portes d'entrée ; ce travail est fait. La vulnérabilité est logée ailleurs aujourd'hui : dans la circulation interne du gaz, dans la mutualisation des réserves et dans la cohésion politique de l'ensemble. Les leviers de la résilience ne sont donc plus en amont (ni terminaux supplémentaires, ni fournisseurs additionnels) mais se situent au niveau organisationnel : des interconnexions donnant à la capacité ibérique le débouché vers le nord qu'elle n'a jamais eu, un partage du coût de stockage qui dénoue l'arbitrage individuel et une discipline commune face aux dépendances résiduelles de l'est. Autant de chantiers de gouvernance, et non d'infrastructure, que la France, hub d'appoint et premier importateur de GNL de l'UE, a tout intérêt et toute légitimité à porter.

Ces fragilités ne sont toutefois, à ce stade, qu'un risque. Elles décrivent la manière dont le système pourrait céder sous tension, non la tension elle-même. La démonstration conduite jusqu'ici, par les flux physiques, établit où sont les points faibles. Une seconde lecture, indépendante, va les éprouver par un tout autre instrument : les prix. C'est la convergence de ces deux lectures, celle de la carte physique et celle des marchés, sur un même événement, la crise du détroit d'Ormuz, qui transforme ce diagnostic de fragilité en démonstration de vulnérabilité dans la dernière partie.

4. Les prix du gaz : d'un régime régional au marché mondial

Les parties précédentes ont suivi le gaz à la trace : d'où il vient, par quels points d'entrée il pénètre dans l'UE et comment il y circule. Cette lecture par les flux physiques a établi une reconfiguration majeure – la sortie du gaz russe et le basculement vers les façades maritimes – et mis en évidence ses fragilités. L'objectif est désormais de déterminer si, en changeant de routes d'approvisionnement, l'UE a également modifié la nature du marché européen du gaz.

L'hypothèse est celle d'un changement de régime. Jusqu'en 2022, le gaz européen relevait pour l'essentiel d'un marché régional : des approvisionnements par gazoduc dominés par un fournisseur en position d'oligopole, la Russie, et adossés à des contrats de long terme. Une précision s'impose ici, car elle est source fréquente de malentendu : ces contrats, historiquement indexés sur le pétrole, avaient déjà basculé vers les prix de hub au cours des années 2010, de sorte que le prix payé était un prix de marché bien avant la guerre[41]. Ce que ces contrats garantissaient, c'étaient les volumes et la destination : le gaz acheminé par gazoduc vers l'Europe ne pouvait matériellement aller nulle part ailleurs. En se tournant massivement vers le gaz naturel liquéfié pour compenser l'effondrement des livraisons russes, l'Europe n'est donc pas passée du long terme au tout-spot : un peu plus du quart seulement de ses importations de GNL s'achète au comptant (partie 1) et les acheteurs européens ont recommencé, depuis 2022, à signer des contrats de long terme. Le changement est ailleurs : même contractée, une cargaison de GNL demeure pour une large part à destination flexible. Cette flexibilité ne tient pas à la fragilité des contrats, mais à la nature

(39) Lien approfondi dans la partie consacrée à la vulnérabilité française.

(40) Règlement adopté en janvier 2026, à vocation permanente. De fait, les livraisons de GNL russe ont continué de progresser au premier trimestre 2026, après la première échéance.

(41) Sous l'effet des renégociations engagées après 2009, puis des engagements pris par Gazprom devant la Commission européenne en 2018, l'essentiel des ventes russes en Europe était indexé sur les hubs à la veille de l'invasion ; Gazprom indiquait en 2021 que plus de la moitié de son portefeuille à l'exportation était liée aux seuls prix journaliers et mensuels des hubs.

même de l'échange par méthanier. Là où le gazoduc immobilise à la fois le lien commercial et le trajet physique du gaz, le contrat de GNL, souvent conclu « sans clause de destination », ne fixe que le premier : l'acheteur, propriétaire de la cargaison au départ, reste libre de la dérouter ou de la revendre en cours de route vers le bassin le plus offrant. Honorer son engagement vis-à-vis du vendeur et arbitrer la destination des molécules ne s'opposent donc pas ; c'est ce qui place l'UE en concurrence directe avec l'Asie, cargaison par cargaison, jusque sur les volumes qu'elle croit tenir sous contrat.

Si cette bascule a bien eu lieu, elle devrait se refléter dans les prix au sens où l'on devrait observer, après 2022, un rapprochement du prix européen des grands prix de référence du marché mondial du GNL.

Cette lecture par les prix présente un intérêt particulier : elle est *indépendante* de celle conduite par les flux. Les deux méthodes ne partagent ni les mêmes données, ni les mêmes hypothèses. L'une suit des TWh à travers un réseau, l'autre des rendements quotidiens à travers des marchés. Si elles convergent vers le même diagnostic, celui-ci en sort considérablement renforcé. Cette partie suit trois temps : l'évolution des niveaux de prix, qui donne l'intuition du diagnostic ; l'analyse économétrique de l'intégration, qui permet de quantifier cette dynamique ; ses implications, qui rejoignent la démonstration par les flux à la veille de la crise d'Ormuz.

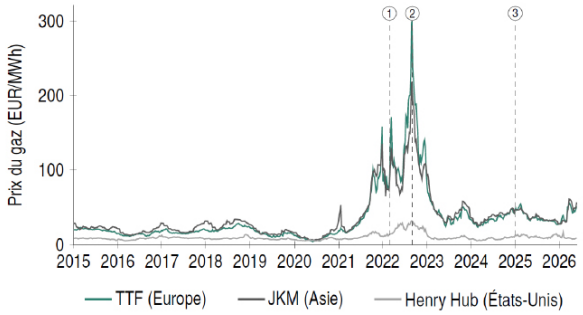
4.1. L'évolution des niveaux de prix (2015–2026)

La trajectoire des prix met en évidence trois régimes successifs. Dans le premier, de 2015 à 2020, le prix européen, le *Title Transfer Facility* (TTF), référence néerlandaise devenue le baromètre du gaz européen, évolue dans un couloir bas et stable, de l'ordre de 15 à 20 €/MWh, que garantissait une offre abondante, entre gaz russe bon marché et premières grandes vagues de GNL. La reprise post-Covid de 2021 ouvre une première alerte, marquant le début du deuxième régime : tirés par la demande mondiale, des stocks bas et une production norvégienne en repli, les cours franchissent 150 €/MWh à la fin de l'année. Puis vient le choc de 2022. Au plus fort de l'été, le TTF atteint près de 345 €/MWh, sept fois son niveau d'avant-crise, la signature de la rupture des approvisionnements russes par gazoduc.

Le troisième régime est celui de la détente, mais d'une détente incomplète. Dès le début de 2024, les cours refluent sous 30 €/MWh, à la faveur de stocks pleins, d'une demande comprimée et de la montée des renouvelables. Le marché ne retrouve pas pour autant son ancien régime. Le plancher s'établit nettement au-dessus de l'avant-crise, et les prix repartent à la hausse dès l'automne 2024. C'est ce plateau structurellement plus élevé, et non un retour à la normale, qui prévaut à la veille de la crise d'Ormuz.

Cette trajectoire européenne prend tout son sens rapportée à celle des deux autres grands marchés du gaz : l'asiatique et l'américain. Mis à la même échelle (en €/MWh), les trois prix de référence – le TTF européen, le JKM (*Japan Korea Marker*) asiatique et le Henry Hub américain – montrent clairement le basculement à l'œuvre (graphique 4.1). Avant 2022, les trois niveaux sont disjoints, avec un Henry Hub très bas, le TTF et le JKM modérés et peu synchrones. En 2022, la flambée est commune au TTF et au JKM, qui s'envolent de concert, tandis que le Henry Hub reste à un faible niveau. Le prix européen a culminé à plus de vingt-cinq fois le prix américain. Depuis, le TTF et le JKM évoluent presque à parité, le Henry Hub demeurant durablement en contrebas.

Graphique 4.1 – Niveaux des trois prix de référence du gaz (€/MWh, 2015–2026) : TTF, JKM, Henry Hub



Note : TTF (Europe), JKM (Asie) et Henry Hub (États-Unis), prix à terme de premier rang, en €/MWh, agrégation hebdomadaire. Le JKM et le Henry Hub, cotés en dollars par MMBtu, sont convertis au taux de change EUR/USD journalier de référence de la BCE. Repères : (1) invasion de l'Ukraine, 24 février 2022 ; (2) arrêt indéfini de Nord Stream 1, 2 septembre 2022 ; (3) fin du transit ukrainien, 1er janvier 2025.

Source : Investing.com (prix à terme de premier rang) ; BCE (taux de change EUR/USD) ; calculs des auteurs.

Ces évolutions appellent deux précautions, qui commandent le reste de cette partie. L'écart durable du Henry Hub n'est pas, en soi, un défaut d'intégration : le Henry Hub est un prix à la production quand le TTF et le JKM sont des prix livrés, et l'écart incorpore le coût de la chaîne du GNL (liquéfaction, transport et regazéification). Mais son ampleur, jusqu'à vingt-cinq fois le prix américain en 2022, excède de loin ce que coûte cette chaîne : on verra plus bas qu'elle rémunère aussi la rareté de la capacité de liquéfaction, clef du découplage américain. Surtout, la co-évolution que l'on peut lire sur les niveaux est en réalité peu informative : deux prix peuvent augmenter ou diminuer ensemble sous l'effet de causes communes sans être liés l'un à l'autre. Il convient donc désormais de quitter les niveaux pour les variations et de vérifier si les mouvements des différents prix sont effectivement liés les uns aux autres. C'est l'objet de la section suivante.

4.2. Le changement de régime : l'intégration au marché mondial

Si la montée du GNL a effectivement rapproché l'Europe du marché mondial, on devrait observer après 2022 un renforcement des interdépendances entre le TTF et les principaux benchmarks internationaux du gaz.

Pour tester cette hypothèse de changement de régime, nous utilisons les rendements des contrats *futures sur le TTF*, le JKM et le Henry Hub à fréquence quotidienne sur la période allant du 2 janvier 2015 au 19 mai 2026[42]. Le recours aux prix *futures* plutôt qu'aux prix *spot* répond à plusieurs considérations. Premièrement, l'arbitrage des cargaisons de GNL entre bassins s'effectue sur la base des prix anticipés à la livraison plusieurs semaines à l'avance. Deuxièmement, les prix à terme permettent de limiter les biais liés à la non-synchronicité des prix comptants observés dans différents fuseaux horaires. Enfin, les contrats à terme constituent les segments les plus liquides des marchés gaziers et concentrent l'essentiel du processus de découverte des prix.

Au niveau méthodologique, deux approches complémentaires sont mobilisées. Dans un premier temps, nous estimons un modèle de corrélations conditionnelles dynamiques (DCC-GARCH) afin d'analyser l'évolution du degré d'intégration entre les différents marchés gaziers. Cette approche permet de déterminer dans quelle mesure les rendements des différents benchmarks évoluent conjointement et d'évaluer si leurs interdépendances se sont renforcées après la crise énergétique.

Dans un second temps, nous recourons à une approche d'interconnexion (*connectedness*) fondée sur un modèle VAR à paramètres variables dans le temps (TVP-VAR) et sur les décompositions généralisées de variance des erreurs de prévision. Comme les paramètres du modèle peuvent évoluer au fil du temps, cette approche permet de tenir compte des changements de régime susceptibles d'affecter les relations entre marchés. Contrairement au modèle DCC-GARCH, qui mesure essentiellement l'intensité des co-mouvements entre marchés, la spécification TVP-VAR permet d'identifier les transmissions de chocs et de déterminer dans quelle mesure les fluctuations observées sur un marché contribuent à expliquer celles des autres marchés.

Les deux approches se complètent ainsi naturellement : le modèle DCC-GARCH renseigne sur l'évolution de l'intégration entre marchés, tandis que le TVP-VAR permet d'analyser la propagation des chocs et le degré d'interconnexion du système gazier dans son ensemble.

L'analyse qui suit est organisée en trois étapes. Nous examinons d'abord le renforcement des liens entre le marché européen et le marché asiatique du GNL. Nous analysons ensuite le rôle joué par le Henry Hub américain. Enfin, nous discutons les implications de ces résultats pour l'évolution récente du marché européen du gaz.

4.2.1. L'intégration au marché asiatique

Une hausse de l'intégration entre le TTF et le JKM

Nous étudions tout d'abord l'évolution des corrélations conditionnelles entre le TTF et le JKM. L'intuition est la suivante : si l'Europe est effectivement devenue plus dépendante du marché mondial du GNL après 2022, les rendements des deux benchmarks devraient évoluer de manière plus étroitement liée.

Pour appréhender simplement cette dynamique, nous estimons la spécification suivante :

$$\rho_{TTF,JKM,t} = \alpha + \beta Post2022_t + u_t$$

où $\rho_{TTF,JKM,t}$ désigne la corrélation conditionnelle dynamique entre les rendements du TTF et du JKM et où :

$$Post2022_t = \begin{cases} 0 & \text{avant le 24 février 2022} \\ 1 & \text{à partir du 24 février 2022} \end{cases}$$

Les résultats présentés dans le tableau 4.1 mettent en évidence une hausse marquée de la corrélation conditionnelle entre les deux marchés. La corrélation moyenne passe en effet de 0,110 avant la crise à 0,185 après février 2022, soit une augmentation de près de 69 %. Ce résultat suggère que les prix européens et asiatiques du GNL évoluent beaucoup plus étroitement ensemble depuis la rupture provoquée par la crise énergétique. Il est cohérent avec l'idée selon laquelle le recul des approvisionnements russes par gazoduc a conduit l'Europe à se tourner massivement vers le GNL, plaçant désormais les acheteurs européens et asiatiques en concurrence directe pour l'accès aux cargaisons disponibles.

Tableau 4.1 – Évolution de la corrélation conditionnelle entre le TTF et le JKM

Régression avec changement de niveau : $\rho_{TTF,JKM,t} = \alpha + \beta Post2022_t + u_t$	
Corrélation avant 2022 $(\hat{\alpha})$	0,1099
Corrélation après 2022 $(\hat{\alpha} + \hat{\beta})$	0,1852
$\hat{\beta}$	0,0753***
p-value	<0,001
Hausse relative	68,6 %
Régression avec tendance post-2022 : $\rho_{TTF,JKM,t} = \alpha + \delta Trend_t + \beta Post2022_t + \lambda TrendPost_t + u_t$	
$\hat{\delta}$	6,72 x 10^{-7}
p-value de $\hat{\delta}$	0,830
β	0,0232***
p-value de β	<0,001
$\hat{\lambda}$	9,82 x 10^{-5}***
p-value de $\hat{\lambda}$	<0,001

Note : Les corrélations correspondent aux corrélations conditionnelles dynamiques estimées par le modèle DCC-GARCH. La corrélation après 2022 est calculée comme $\hat{\alpha} + \hat{\beta}$ dans la régression avec changement de niveau. La hausse relative est calculée comme $[(\rho^{post} - \rho^{pre})/\rho^{pre}] \times 100$, où ρ^{pre} et ρ^{post} désignent respectivement les corrélations moyennes avant et après le 24 février 2022. La variable *TrendPost*$_t$ est nulle avant le 24 février 2022 et suit ensuite une tendance linéaire croissante à partir de la date de rupture. Les *p*-values sont calculées à partir d'écarts-types corrigés de Newey–West.

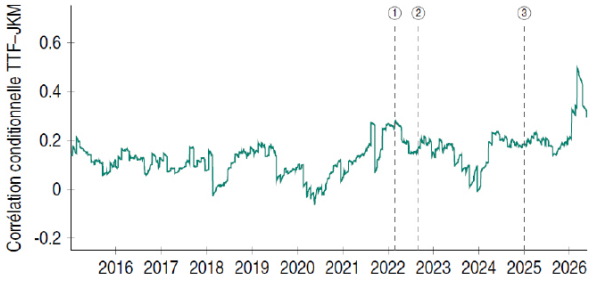
*** indique une significativité au seuil de 1 %.

Source : Investing.com (prix à terme) ; calculs des auteurs.

Le graphique 4.2 montre que cette évolution n'est pas monotone. Les corrélations conditionnelles augmentent progressivement entre 2020 et le début de 2022, avant de reculer jusqu'au début de 2024, puis de repartir à la hausse en fin de période. Malgré ces fluctuations, leur niveau moyen demeure plus élevé après

(42) Les rendements sont définis comme les variations logarithmiques des prix.

Graphique 4.2 – Corrélations conditionnelles dynamiques entre TTF et JKM (2015–2026)



Note : Corrélations conditionnelles dynamiques entre les rendements du TTF (Europe) et du JKM (Asie), estimées par un modèle DCC-GARCH. Une valeur proche de 1 signale un couplage étroit des deux marchés. Repères : (1) invasion de l'Ukraine, 24 février 2022 ; (2) arrêt indéfini de Nord Stream 1, 2 septembre 2022 ; (3) fin du transit ukrainien, 1er janvier 2025.

Source : Investing.com (prix à terme) ; estimations des auteurs (DCC-GARCH).

le 24 février 2022 qu'au cours de la période précédente, ce que confirment les estimations économétriques présentées ci-après. Ainsi, afin de déterminer si cette hausse correspond à un simple épisode transitoire ou à une modification plus profonde de la dynamique d'intégration, nous estimons ensuite une spécification intégrant une tendance temporelle ainsi qu'une tendance spécifique à la période postérieure à la rupture :

$$\rho_{TTF,JKM,t} = \alpha + \delta Trend_t + \beta Post2022_t + \lambda TrendPost_t + u_t$$

où $Trend_t$ désigne une tendance temporelle linéaire et où la variable $TrendPost_t$ est définie comme suit :

$$TrendPost_t = \begin{cases} 0 & \text{si } t < t^* \\ t - t^* & \text{si } t \geq t^* \end{cases}$$

où t^* correspond au 24 février 2022.

Cette spécification permet de distinguer un éventuel changement de niveau des corrélations autour de la date de rupture d'une modification plus durable de leur trajectoire moyenne.

Les résultats (tableau 4.1) montrent que le coefficient associé à $Post2022_t$ est positif et fortement significatif, ce qui met en évidence un relèvement du niveau moyen des corrélations à la suite de la crise énergétique de 2022. Le coefficient associé à $TrendPost_t$ est, lui aussi, significativement positif, ce qui indique que, malgré les fluctuations observées entre 2022 et 2024, la trajectoire moyenne des corrélations est orientée à la hausse sur la période postérieure à la rupture.

une dynamique plus durable d'intégration entre les marchés européen et asiatique du GNL

Ces résultats suggèrent ainsi que le rapprochement entre les deux marchés ne correspond pas à un simple ajustement transitoire, mais à une dynamique plus durable d'intégration entre les marchés européen et asiatique du GNL.

Les corrélations renseignent toutefois uniquement sur la synchronisation des marchés. Elles ne permettent pas de déterminer dans quel sens les chocs se propagent. Pour compléter cette analyse, nous examinons les transmissions de chocs entre marchés à l'aide d'un modèle TVP-VAR.

Une interconnexion croissante entre les principaux marchés gaziers

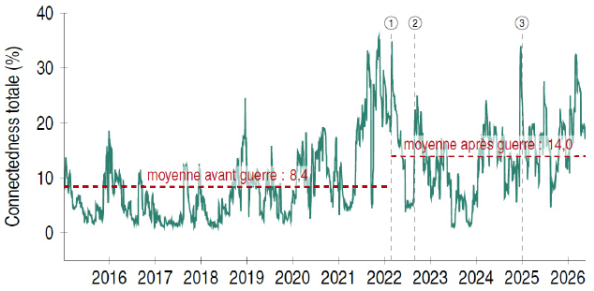
Avant d'examiner les transmissions bilatérales entre marchés, il est utile d'évaluer l'évolution du degré d'interconnexion du système dans son ensemble. À cette fin, nous utilisons l'indice d'interconnexion totale (*Total Connectedness Index*, TCI), défini comme :

$$TCI = \frac{\sum_{i \neq j} \theta_{i \leftarrow j,t}}{\sum_{i,j} \theta_{i \leftarrow j,t}} \times 100$$

où $\theta_{i \leftarrow j,t}$ désigne la part de la variance de prévision du marché i expliquée par les chocs provenant du marché *j*.

Le TCI moyen s'établit à 8,45 avant la crise contre 13,97 après février 2022. Le graphique 4.3 montre ainsi qu'après le choc de 2022, l'interconnexion du système gazier mondial a fortement augmenté et se stabilise à un niveau durablement supérieur à celui observé auparavant.

Graphique 4.3 – Indice d'interconnexion totale entre les marchés du gaz (TCI, 2015–2026)



Note : Indice de *connectedness* total (TCI) estimé par un modèle TVP-VAR sur les rendements du TTF, du JKM et du Henry Hub, en %. Il mesure la part de la variance des prix expliquée par les transmissions entre marchés : plus il est élevé, plus les marchés sont intégrés. Lignes horizontales : moyenne du régime avant guerre (8,4 %, jusqu'au 24 février 2022) et après guerre (14,0 %). Repères verticaux : (1) invasion de l'Ukraine, 24 février 2022 ; (2) arrêt indéfini de Nord Stream 1, 2 septembre 2022 ; (3) fin du transit ukrainien, 1er janvier 2025.

Source : Investing.com (prix à terme) ; estimations des auteurs (TVP-VAR).

Cette hausse du degré d'interconnexion globale est cohérente avec le rapprochement observé précédemment entre le TTF et le JKM et suggère que la crise énergétique de 2022 a profondément modifié les relations entre les principaux marchés gaziers.

Un renforcement des transmissions de chocs entre le TTF et le JKM

Les résultats figurant dans le tableau 4.2 indiquent que les chocs provenant du JKM expliquent une part beaucoup plus importante des fluctuations du TTF après 2022. La contribution moyenne du JKM à la variance de prévision du TTF augmente en effet de près de 169 %.

Toutefois, cette évolution ne s'effectue pas dans un seul sens. Les transmissions du TTF vers le JKM augmentent également fortement, avec une hausse de 155,5 %. Les deux marchés apparaissent donc beaucoup plus interdépendants qu'auparavant, comme l'illustre le graphique 4.4.

Tableau 4.2 – Transmissions de chocs entre le TTF et le JKM avant et après 2022

Transmission JKM vers TTF	
$\theta_{TTF \leftarrow JKM}$ avant 2022	0,0585
$\theta_{TTF \leftarrow JKM}$ après 2022	0,1574
Variation relative	+168,9 %
Différence post–pré ($\hat{\beta}$)	0,0989***
p-value	<0,001
Transmission TTF vers JKM	
$\theta_{JKM \leftarrow TTF}$ avant 2022	0,0628
$\theta_{JKM \leftarrow TTF}$ après 2022	0,1605
Variation relative	+155,5 %
Différence post–pré ($\hat{\beta}$)	0,0977***
p-value	<0,001
Asymétrie JKM–TTF	
$\theta_{TTF \leftarrow JKM}$-$\theta_{JKM \leftarrow TTF}$ avant 2022	-0,0043
$\theta_{TTF \leftarrow JKM}$-$\theta_{JKM \leftarrow TTF}$ après 2022	-0,0031
Différence post–pré ($\hat{\beta}$)	0,0012
p-value	0,614

Note : Les mesures de *connectedness* sont obtenues à partir d'un modèle TVP-VAR et des décompositions généralisées de variance des erreurs de prévision. $\theta_{i \leftarrow j}$ désigne la part de la variance de prévision du marché *i* expliquée par les chocs provenant du marché *j*. Ainsi, $\theta_{TTF \leftarrow JKM}$ correspond à la transmission *JKM→TTF* et $\theta_{JKM \leftarrow TTF}$ correspond à la transmission *TTF→JKM*. Les valeurs avant et après 2022 correspondent aux moyennes des mesures de *connectedness* calculées respectivement sur les périodes pour lesquelles $Post2022_t = 0$ et $Post2022 = 1$. La différence post–pré correspond au coefficient $\hat{\beta}$ issu de l'estimation de l'équation $Y_t = \alpha + \beta Post2022_t + u_t$. Les *p*-values sont calculées à partir d'écarts-types corrigés de Newey–West.

*** indique une significativité au seuil de 1 %.

Source : Investing.com (prix à terme) ; calculs des auteurs.

Les résultats ne mettent en revanche pas en évidence d'asymétrie statistiquement significative entre les deux sens de transmission. L'intégration accrue entre les deux marchés semble ainsi essentiellement bidirectionnelle.

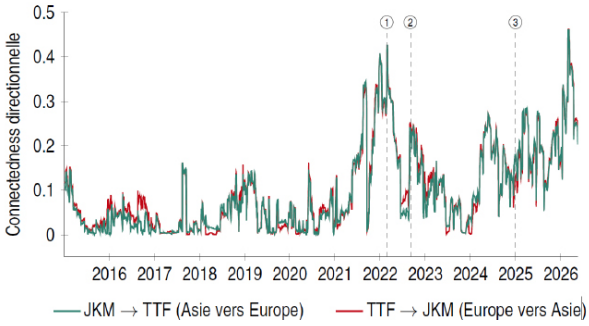
Au total, les résultats du TVP-VAR confirment les conclusions issues du modèle DCC-GARCH. Depuis la crise énergétique de 2022, le marché européen du gaz apparaît plus étroitement intégré au marché asiatique du GNL. Cette évolution se traduit simultanément par une hausse des corrélations entre marchés, un renforcement des transmissions de chocs et une interconnexion plus forte entre les principaux benchmarks gaziers internationaux.

4.2.2. Le contrepoint américain

Les résultats précédents ont montré un renforcement marqué des liens entre le TTF et le JKM. Il reste toutefois à déterminer si cette recomposition s'est également accompagnée d'une intégration plus forte entre le marché européen et le Henry Hub. À cette fin, nous examinons si les corrélations conditionnelles et les transmissions de chocs entre le Henry Hub et le TTF se sont accentuées après 2022.

Les résultats présentés dans le tableau 4.3 montrent une légère augmentation des corrélations entre les marchés européen et

Graphique 4.4 – Transmissions bidirectionnelles entre JKM et TTF (2015–2026)



Note : Transmissions directionnelles entre les rendements du JKM (Asie) et du TTF (Europe), estimées par un modèle TVP-VAR. La courbe verte mesure l'influence de l'Asie sur l'Europe (JKM vers TTF), la courbe rouge l'influence inverse (Europe vers Asie). Leur niveau et leur écart renseignent sur le sens dominant de la transmission entre les deux marchés et son évolution après 2022. Repères : (1) invasion de l'Ukraine, 24 février 2022 ; (2) arrêt indéfini de Nord Stream 1, 2 septembre 2022 ; (3) fin du transit ukrainien, 1er janvier 2025.

Source : Investing.com (prix à terme) ; estimations des auteurs (TVP-VAR).

américain. La hausse observée reste toutefois modeste (+6 %) et est sans commune mesure avec celle mise en évidence précédemment pour le couple TTF-JKM. Afin de compléter cette analyse, nous examinons les transmissions directionnelles entre le Henry Hub et le TTF à partir du modèle TVP-VAR.

Tableau 4.3 – Évolution de la corrélation conditionnelle entre le TTF et le Henry Hub

Corrélation avant 2022 ($\hat{\alpha}$)	0,0957
Corrélation après 2022 ($\hat{\alpha} + \hat{\beta}$)	0,1014
$\hat{\beta}$ (*Post*2022)	0,0058*
p-value	0,0717
Hausse relative	6,03 %

Note : Les corrélations correspondent aux corrélations conditionnelles dynamiques estimées par le modèle DCC-GARCH. La corrélation moyenne après 2022 est calculée comme ($\hat{\alpha} + \hat{\beta}$). La hausse relative est calculée comme $[(\rho^{post}-\rho^{pre})/\rho^{pre}]\times100$, où ρ^{pre} et ρ^{post} désignent respectivement les corrélations moyennes avant et après le 24 février 2022. Les p-values sont calculées à partir d'écarts-types corrigés de Newey–West.

* indique une significativité au seuil de 10 %.

Source : Investing.com (prix à terme) ; calculs des auteurs.

Le tableau 4.4 présente les résultats relatifs à l'asymétrie des transmissions entre les deux marchés. Il ne ressort pas de modification significative de cette asymétrie après 2022, les différences observées entre les périodes pré- et post-crise étant très faibles et statistiquement non significatives. Autrement dit, les résultats ne permettent pas de conclure à l'émergence d'une domination plus marquée du marché américain sur le marché européen après l'invasion de l'Ukraine.

Ce résultat heurte une intuition répandue, qu'il faut dissiper : les exportations américaines vers l'Europe ayant fortement augmenté,

Tableau 4.4 – Asymétrie des transmissions entre Henry Hub et le TTF avant et après 2022

$\theta_{TTF \leftarrow HH}$ - $\theta_{HH \leftarrow TTF}$ avant 2022	-0,0008
$\theta_{TTF \leftarrow HH}$ - $\theta_{HH \leftarrow TTF}$ après 2022	-0,0017
Différence post–pré ($\hat{\beta}$)	-0,0009
p-value	0,69

Note : Les mesures de *connectedness* sont obtenues à partir d'un modèle TVP-VAR et des décompositions généralisées de variance des erreurs de prévision. L'asymétrie est définie comme la différence entre la transmission du Henry Hub vers le TTF et la transmission du TTF vers le Henry Hub ($\theta_{TTF \leftarrow HH,t}$ - $\theta_{HH \leftarrow TTF,t}$). Une valeur positive indique que la transmission du Henry Hub vers le TTF est plus forte que la transmission du TTF vers le Henry Hub. Une valeur négative indique au contraire que le TTF transmet davantage vers le Henry Hub. La différence post–pré correspond au coefficient $\hat{\beta}$ issu d'une régression de l'asymétrie sur la variable $Post2022_t$ qui prend la valeur 1 à partir du 24 février 2022 et 0 auparavant. Les p-values sont calculées à partir d'écarts-types corrigés de Newey-West.

Source : Investing.com (prix à terme) ; calculs des auteurs.

l'arbitrage des producteurs entre marché intérieur et exportation aurait dû tirer le Henry Hub vers les prix mondiaux. Si cet arbitrage n'opère pas, c'est qu'il bute sur un goulet physique. Seul le gaz qui traverse un train de liquéfaction peut s'exporter, et ces trains fonctionnent depuis 2022 à des taux de 93 à 98 % de leur capacité : vue du marché américain, la demande d'exportation est une quantité fixe, insensible au différentiel de prix. Quand le TTF ou le JKM s'envolent, aucun volume supplémentaire ne peut quitter le territoire américain et le signal de prix ne s'y transmet pas ; l'écart entre prix livrés et Henry Hub, au-delà du coût de la chaîne, ne rémunère plus un transport mais la rareté de la capacité de liquéfaction, dont il constitue la rente[43]. L'envolée des livraisons américaines vers l'Europe après 2022 ne contredit pas ce mécanisme, elle l'illustre : le total exporté n'a crû que de 9 % en 2022, au rythme des trains nouvellement mis en service, quand les volumes vers l'Europe augmentaient de 141 % ; le supplément européen provient de cargaisons détournées de l'Asie et de l'Amérique latine, réallocation d'un total contraint obtenue en surenchérissant sur les autres acheteurs, non d'une expansion de l'offre en réponse au prix. Un second mécanisme complète le premier : la demande d'exportation installée, environ un huitième de la production américaine, a été absorbée par une offre de gaz de schiste très élastique, au coût marginal bas, renforcée par le gaz associé à la production de pétrole, insensible au prix du gaz ; les exportations de GNL ont ainsi été multipliées par plus de soixante depuis 2016 sans hausse durable du prix intérieur[44]. Le lien entre le Henry Hub et les prix mondiaux n'est pas inexistant pour autant. Il opère à moyen terme, par l'investissement, le différentiel finançant les nouveaux trains de liquéfaction ; et il se manifeste en creux lors des accidents de capacité : lorsque l'explosion du terminal de Freeport, en juin 2022, a retiré près d'un sixième de la capacité d'exportation américaine, le Henry Hub a chuté tandis que le TTF montait, confirmant que c'est la capacité de liquéfaction, et elle seule, qui relie les deux marchés[45]. Dans l'ensemble, ces résultats suggèrent que, malgré le rôle croissant des États-Unis dans les approvisionnements européens en GNL, l'intégration du marché européen ne s'est pas essentiellement renforcée vis-à-vis du Henry Hub. Le principal changement de régime observé depuis 2022 concerne davantage l'axe Europe–Asie que l'axe Europe–États-Unis. Cette conclusion est cohérente avec la nature même du marché mondial du GNL. Les cargaisons américaines exportées vers l'Europe sont en effet soumises à l'arbitrage international. Leur destination dépend en grande partie des conditions de marché observées dans les différents bassins gaziers, notamment des différentiels de prix, des clauses contractuelles et des coûts de transport. Dans ce contexte, le JKM constitue un indicateur plus pertinent de l'exposition européenne au marché mondial du GNL que le Henry Hub, qui demeure avant tout une référence du marché intérieur américain.

quand le TTF ou le JKM s'envolent, aucun volume supplémentaire ne peut quitter le territoire américain

4.3. Implications

Les résultats obtenus dans cette partie convergent vers une même conclusion et confirment l'étude issue des flux physiques : la crise énergétique de 2022 semble avoir profondément modifié le régime d'intégration du marché européen du gaz.

Trois enseignements principaux se dégagent de l'analyse. Premièrement, les résultats mettent en évidence un rapprochement durable entre les marchés européen et asiatique du GNL. L'augmentation observée après 2022 ne correspond pas à un simple ajustement transitoire consécutif à la crise énergétique. Elle semble au contraire refléter une transformation plus profonde et plus durable des relations entre les deux marchés.

Deuxièmement, cette intégration accrue se traduit également par un renforcement des transmissions de chocs entre l'Europe et l'Asie. Les marchés européen et asiatique apparaissent aujourd'hui davantage interdépendants qu'avant la crise. L'absence d'asymétrie significative suggère que cette relation est essentiellement bidirectionnelle : le marché européen ne constitue plus seulement un récepteur des évolutions du marché asiatique, mais il joue également un rôle dans la diffusion des chocs au sein du marché mondial du GNL.

(43) M. Fulwood (2024). *What Drives International Gas Prices in Competitive Markets*?, OIES Paper NG 195, Oxford Institute for Energy Studies. Sur les limites à l'arbitrage entre bassins et la persistance d'écarts de prix excédant les coûts de transport, voir R. Ritz (2014). « Price Discrimination and Limits to Arbitrage: An Analysis of Global LNG Markets », *Energy Economics*, vol. 45.

(44) K. Medlock (2025). *US LNG Exports: Truth and Consequence Revisited*, Baker Institute, Rice University : le Henry Hub était plus bas en 2024 qu'en 2010 malgré cette montée des exportations, le gaz associé représentant environ 27 % de la hausse de la production américaine depuis 2000. L'évaluation du département de l'Énergie de 2024 conclut de même à des effets modérés des exportations sur les prix intérieurs.

(45) EIA (2022). « U.S. Natural Gas Supply and Demand Balance Shifts Amid Outage at Freeport LNG », *Today in Energy*, juin.

Troisièmement, les résultats mettent en évidence une hausse plus générale du degré d'interconnexion entre les principaux marchés gaziers internationaux. Les chocs affectant une région du monde sont désormais susceptibles de se transmettre plus rapidement et plus largement aux autres bassins gaziers.

Pris ensemble, ces résultats suggèrent que la crise énergétique de 2022 a accéléré la transition d'un marché européen du gaz relativement régionalisé, historiquement dominé par les infrastructures de gazoducs et les contrats de long terme avec la Russie, vers un système davantage intégré au marché mondial du GNL.

la crise énergétique de 2022 a accéléré la transition vers un système davantage intégré au marché mondial du GN

Cette évolution présente plusieurs implications économiques. D'une part, la diversification géographique des approvisionnements européens a permis de réduire la dépendance vis-à-vis d'un fournisseur unique. Cependant, cette diversification s'accompagne d'une exposition accrue aux tensions et aux déséquilibres affectant le marché mondial du GNL. La sécurité énergétique européenne dépend désormais davantage des conditions de marché observées à l'échelle mondiale.

D'autre part, le renforcement des interdépendances entre bassins gaziers implique une transmission plus rapide des chocs de demande, des perturbations de l'offre et des épisodes de volatilité. Les tensions géopolitiques, les événements climatiques ou les variations de la demande asiatique sont ainsi susceptibles d'exercer des effets plus immédiats sur les prix européens du gaz.

Enfin, l'intégration croissante du marché européen au marché mondial du GNL souligne l'importance des infrastructures de regazéification, des capacités de stockage et des mécanismes de flexibilité permettant d'absorber les chocs extérieurs. Dans un environnement caractérisé par une interdépendance plus forte entre marchés, la résilience du système énergétique européen dépend désormais autant de ses infrastructures physiques que de sa capacité d'adaptation aux évolutions du marché mondial.

Au total, les résultats suggèrent que la crise énergétique de 2022 ne s'est pas limitée à un choc temporaire sur les prix du gaz. Elle semble avoir marqué une transformation plus profonde du régime d'intégration du marché européen du gaz. Le principal changement observé depuis 2022 réside dans le renforcement des liens entre l'Europe et le marché mondial du GNL et plus particulièrement avec le marché asiatique. Ainsi, la diversification des approvisionnements européens s'est accompagnée d'une intégration plus étroite au marché mondial du GNL, avec les opportunités mais aussi les vulnérabilités qu'une telle évolution implique.

5. Premier test de résistance : la crise d'Ormuz

Les deux lectures conduites jusqu'ici – celle des flux physiques et celle des prix – ont construit un même diagnostic par deux chemins indépendants. La première a montré une Union européenne qui, en sortant du gaz russe, a multiplié ses portes d'entrée maritimes, déplaçant son exposition vers le marché spot mondial du GNL. La seconde indique que les prix européens se sont progressivement rapprochés des dynamiques du marché mondial, au point d'évoluer de plus en plus en phase avec le benchmark asiatique. À l'aune de ces transformations structurelles, cette partie examine la crise du détroit d'Ormuz, non comme un épisode géopolitique, mais comme le test de résistance grandeur nature du système européen reconfiguré.

L'intérêt de ce test tient à ce qu'il frappe l'UE là où on ne l'attendait pas. Son exposition physique directe au gaz qui transite par Ormuz est faible – de l'ordre d'un dixième des volumes concernés. Pourtant son prix s'envole en Europe. C'est que le canal de transmission n'est pas le volume perdu, mais la concurrence pour les cargaisons de GNL disponibles. Un choc né à l'autre bout du monde, qui ne visait pas directement l'Europe, la frappe par le seul jeu des marchés.

La crise valide ainsi les deux lectures à la fois : peu de volumes directement perdus, conformément à la carte physique, mais une forte transmission par les prix, conformément à l'analyse des marchés. Cette partie suit cet enchaînement : la chronologie de la crise, sa transmission par les prix et un focus sur le risque spécifique pour la France.

5.1. Chronologie et données physiques (février–mai 2026)

La crise s'ouvre le 28 février 2026, lorsque les frappes américano-israéliennes contre l'Iran déclenchent un conflit ouvert et que Téhéran ferme, en représailles, le détroit d'Ormuz, un goulet par lequel transite environ 20 % du commerce mondial de GNL. La séquence des semaines suivantes est résumée dans le tableau 5.1. L'onde de choc atteint le gaz par le Qatar, dont les méthaniers doivent emprunter le détroit. Dès le 2 mars, QatarEnergy interrompt sa production à Ras Laffan et déclare, le 4, un cas de force majeure sur ses livraisons. La situation bascule du transitoire au durable les 18 et 19 mars, quand des frappes endommagent deux trains de liquéfaction : les trains 4 et 6, exploités en coentreprise avec ExxonMobil, retirant 177,9 TWh, soit environ 17 % des exportations qataries, avec un temps de réparation estimé entre trois et cinq ans[46].

À l'échelle mondiale, la perturbation est sans précédent récent. L'Agence internationale de l'énergie estime que la fermeture effective du détroit a retiré près de 20 % de l'offre mondiale de GNL. Chaque mois sans cargaisons représente une perte d'environ 108 TWh. La production mondiale de GNL recule de 8 % sur le seul mois de mars[47]. Pour autant, et c'est le fait décisif, l'Europe n'est pas l'épicentre de cette perte. La quasi-totalité du gaz qui franchit Ormuz

(46) Le délai tient moins aux installations elles-mêmes qu'au remplacement des turbines de réfrigération, dont trois fabricants seulement assurent la production mondiale, avec des délais de livraison de deux à quatre ans.

(47) IEA, Gas Market Report, deuxième trimestre 2026. L'Agence chiffre par ailleurs à environ 1296 TWh la perte cumulée d'offre de GNL sur 2026-2030, en intégrant l'effet de court terme et le retard d'au moins deux ans imposé à la vague mondiale de nouvelles capacités. Les marchés resteront tendus en 2026 et 2027.

Tableau 5.1 – Chronologie de la crise d'Ormuz (février–mai 2026)

Date	Événement
28 février	Frappes américano-israéliennes sur l'Iran ; en représailles, l'Iran ferme le détroit d'Ormuz, par lequel transite environ 20 % du GNL mondial.
2 mars	QatarEnergy interrompt la production de GNL à Ras Laffan ; le TTF bondit d'environ 50 % dans la journée.
4 mars	QatarEnergy déclare force majeure sur ses livraisons ; les Gardiens de la révolution ferment le détroit aux « nations hostiles ».
11 mars	Shell déclare à son tour force majeure sur ses cargaisons d'origine qatarie.
18-19 mars	Frappes iraniennes sur Ras Laffan : les trains 4 et 6 (coentreprises QatarEnergy–ExxonMobil) sont endommagés, soit 12,8 Mtpa et environ 17 % des exports qataris, pour trois à cinq ans de réparation.
30 mars	Première production de GNL à Golden Pass (Texas), gaz acheminé hors du détroit.
8 avril	Cessez-le-feu temporaire ; quelques cargaisons piégées dans le Golfe peuvent sortir.
13 avril	Blocus naval américain des ports iraniens, maintenu jusqu'au 29 mai.
Mois de mai	Sept cargaisons seulement transitent par Ormuz, contre une centaine en temps normal ; le TTF oscille autour de 46–49 €/MWh, le stockage de l'UE remonte vers 37 %.

Note : La part d'environ 20 % indiquée au 28 février 2026 désigne la fraction du GNL mondial transitant par le détroit d'Ormuz. Elle ne doit pas être confondue avec la part de ce GNL dans l'approvisionnement européen : les cargaisons arrivées en Europe via Ormuz (Qatar, pour l'essentiel) représentaient environ 10 % des importations européennes de GNL en 2025.

Source : IEA, Bloomberg, Reuters, House of Commons Library.

est destinée à l'Asie : en 2025, près de 90 % des volumes y partaient (plus du quart des importations asiatiques de GNL), contre un peu plus de 10 % pour l'Europe[48]. Le volume physiquement soustrait à l'Europe est faible.

5.2. La transmission par les prix

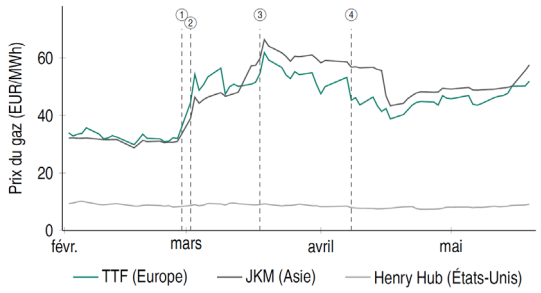
Avant d'examiner comment le choc se transmet, il faut rappeler dans quel état se trouve le système européen au déclenchement de la crise d'Ormuz. Il ne frappe pas un système au repos. Nous avons vu dans la partie 3, que la crise intervient au moment où les réserves européennes sont au plus bas (un niveau de stockage tombé à 28 % au creux de mars 2026) et où l'UE est privée de son dernier fournisseur de repli avec l'interdiction du GNL russe. À cette fragilité de fond s'ajoute une configuration de marché défavorable : la courbe des prix s'est inversée, l'été se négociant au-dessus de l'hiver, ce qui ôte toute incitation commerciale à reconstituer les stocks pour la saison froide. Le choc survient donc au plus mauvais moment.

la crise d'Ormuz intervient au moment où les réserves européennes sont au plus bas

Sa transmission emprunte trois canaux d'inégale portée. Le premier, direct, est le plus faible : la perte des volumes qataris ne représente qu'une fraction limitée de l'approvisionnement européen. Le deuxième, de loin le plus puissant, est celui du marché mondial : privée de ses cargaisons habituelles, l'Asie se reporte sur le marché spot et entre en concurrence frontale avec l'Europe pour les méthaniers disponibles, tirant les prix vers le haut des deux côtés. Le troisième, enfin, est celui de l'anticipation : l'incertitude sur la durée de la fermeture et sur la capacité de l'Europe à remplir ses stocks d'ici l'hiver s'incorpore aux prix à terme. C'est par ces deux derniers canaux, et non par le premier, que le choc devient européen.

La réaction des prix est immédiate et brutale (graphique 5.1). Le TTF, qui s'établissait autour de 30 €/MWh à la veille de la crise, bondit de près de moitié dès l'arrêt qatari du 2 mars, puis franchit 60 €/MWh au début du mois. Le Henry Hub américain, lui, reste rivé autour de 10 €/MWh, parfaitement insensible à un choc qui ne concerne pas ses fondamentaux. Le découplage atlantique établi dans la partie précédente se vérifie ici en temps réel, et pour la raison qui y a été donnée : la capacité américaine de liquéfaction, saturée, interdit tout report de la demande mondiale vers le gaz des États-Unis, de sorte qu'aucun signal de prix ne s'y transmet. Le marché mondial dont dépend l'UE n'est pas le marché états-unien.

Graphique 5.1 – Prix du gaz pendant la crise d'Ormuz (février–mai 2026), en €/MWh



Note : Le JKM et le Henry Hub sont convertis au taux EUR/USD journalier de référence de la BCE. Repères : (1) fermeture du détroit d'Ormuz, 28 février ; (2) arrêt de la production à Ras Laffan, 2 mars ; (3) frappes sur Ras Laffan, 18 mars ; (4) cessez-le-feu temporaire, 8 avril.

Source : Investing.com (prix à terme de premier rang) ; BCE (taux de change EUR/USD) ; calculs des auteurs.

Le mouvement du benchmark asiatique livre la lecture la plus instructive. En 2022, le TTF s'était envolé seul, très au-dessus du JKM et jusqu'à 345 €/MWh, parce que le choc était européen. C'était le gaz russe qui se dérobait, et l'Europe en était l'épicentre. En 2026, le rapport s'inverse : les deux prix montent ensemble, le JKM même légèrement en tête, parce que le choc frappe d'abord l'Asie et que l'Europe ne fait que le suivre. D'épicentre d'un choc en 2022, l'UE est devenue la périphérie entraînée d'un choc mondial en 2026. L'interconnexion au marché mondial, mise en évidence dans la partie 4 sur la longue période, est clairement vérifiée avec la crise d'Ormuz. L'UE importe, par le prix, une crise qui ne la visait pas spécifiquement.

5.3. La vulnérabilité française : le contrat qatari

La crise donne à la position française une acuité particulière, par le truchement du contrat avec le Qatar. En octobre 2023, TotalEnergies et QatarEnergy ont signé deux contrats de vente et d'achat de GNL

(48) IEA, d'après données Kpler. La dépendance directe de l'Europe au gaz d'Ormuz est donc modeste, ce qui rend d'autant plus frappante l'ampleur de l'effet sur ses prix.

prévoyant la livraison d'un volume pouvant atteindre 48,7 TWh par an pendant vingt-sept ans, au terminal de Fos-Cavaou à compter de 2026[49]. C'est précisément l'année où devaient commencer les livraisons que la force majeure les suspend. Le pari de long terme est frappé à l'instant même de son démarrage.

Une précision s'impose d'emblée sur ce que ce contrat sécurise, car le raccourci d'un « gaz qatari destiné aux consommateurs français » serait trompeur. L'acheteur n'est pas la France, mais TotalEnergies, acteur de portefeuille mondial ; et si le point de livraison est bien fixé contractuellement en France, rien n'affecte ces volumes au marché français. Une fois regazéifié à Fos-Cavaou, ce gaz abonde un réseau interconnecté dont la France est l'un des hubs de transit (partie 2) : il peut y être consommé, vendu ou réexpédié au gré des arbitrages de son détenteur. Ce que le contrat garantit n'est donc pas un approvisionnement réservé, mais un flux d'entrée ferme sur le territoire français, qui conforte l'équilibre du marché national et, à travers lui, du marché européen. Symétriquement, ce que la force majeure suspend n'est pas du gaz « français » : c'est de l'offre retirée au système européen, dont l'effet se transmet par les prix. On retrouve, à l'échelle d'un contrat, la logique qui court tout au long de ce document : dans un marché intégré, les molécules ne sont pas fléchées, et la sécurité comme le choc se mesurent en volumes agrégés et en prix.

l'UE importe, par le prix, une crise qui ne la visait pas spécifiquement.

L'exposition française mérite toutefois d'être décrite avec exactitude, car elle n'est pas celle qui est parfois présentée à tort. TotalEnergies n'est pas actionnaire des trains détruits : les trains 4 et 6 appartiennent à des coentreprises entre QatarEnergy et ExxonMobil. Son exposition est néanmoins double mais indirecte : comme *acheteur*, par le contrat de Fos-Cavaou que la force majeure suspend et comme *investisseur*, par ses participations dans les expansions du champ North Field (6,25 % de North Field East et 9,375 % de North Field South), dont la montée en charge se trouve compromise par la crise[50]. La France n'apparaît d'ailleurs pas parmi les clients nommément visés par la force majeure de long terme, qui concerne l'Italie, la Belgique, la Chine et la Corée du Sud. Sa vulnérabilité n'est pas un manque de gaz immédiat, mais la fragilisation d'une stratégie d'approvisionnement de long terme.

C'est en cela que le cas français est emblématique. La France, à travers son premier énergéticien, n'a pas commis d'erreur. Sécuriser un quart de siècle de livraisons auprès d'un fournisseur réputé stable était une décision prudente, conforme à la logique de diversification. La crise d'Ormuz révèle que cette prudence même comportait un angle mort, la concentration du pari sur une route et un partenaire uniques, et que la diversification des fournisseurs ne protège pas d'un choc qui se transmet par le prix mondial plutôt que par la rupture d'un contrat. La leçon vaut bien au-delà du seul contrat qatari.

(49) Soit jusqu'à 3,5 millions de tonnes de GNL par an, issues des projets d'expansion North Field East et North Field South. Premier contrat européen courant au-delà de 2050, il devait incarner une diversification de long terme adossée à un fournisseur réputé fiable.

(50) Le Qatar représente aujourd'hui moins de 10 % des volumes de GNL en propre de TotalEnergies (Rystad, mars 2026), mais cette part était appelée à croître fortement avec les expansions. C'est leur calendrier, plus que les actifs existants, que la crise met en cause.

5.4. Recommandations

Ce test de résistance débouche sur trois recommandations que la France peut porter pour elle-même comme au niveau européen. La première est de diversifier au-delà du duo Qatar–États-Unis. La crise a révélé une concentration excessive sur ces deux fournisseurs. Les alternatives existent : le gaz norvégien déjà bien mobilisé, les projets africains du Mozambique et du Sénégal, le GNL canadien, les sources australiennes pour l'instant orientées vers l'Asie. Mais chacune a ses contraintes, et aucune ne se substitue à elle seule au Qatar. C'est la dépendance à un nombre restreint de sources, plus que l'identité de chacune, qui doit être combattue, par des contrats de long terme délibérément répartis. Encore faut-il des signataires : de tels contrats supposent des acteurs européens capables de porter des volumes et des durées que l'agrégation de la demande ne porte pas à leur place, ainsi que des mécanismes de partage du risque lorsque la trajectoire de décarbonation rend incertain l'horizon de la demande.

La deuxième recommandation est de gérer la dépendance au GNL américain sans en faire un levier politique subi. Le gaz des États-Unis, premier fournisseur de l'UE et acheminé hors d'Ormuz, est un atout de sécurité que la crise a confirmé. La mise en service opportune de nouvelles capacités atlantiques a partiellement comblé le déficit. Mais en faire le pilier de substitution exposerait l'UE à une instrumentalisation commerciale, dont l'engagement d'achats massifs adossé à l'accord tarifaire de 2025 a fourni un avant-goût. Il convient de distinguer les contrats de long terme, qui relèvent de la sécurité d'approvisionnement, des achats au comptant, qui relèvent de la flexibilité, et de refuser toute conditionnalité politique, explicite ou implicite, attachée à ces approvisionnements.

La troisième recommandation invite à protéger la résilience industrielle face à la volatilité des prix. Les industries françaises grandes consommatrices de gaz, la chimie au premier chef, restent structurellement exposées à un prix désormais fixé sur le marché mondial, que ni le stockage ni la diversification ne mettent à l'abri d'un choc lointain. Réformer les dispositifs d'interruptibilité pour qu'ils offrent une compensation adéquate, et envisager des mécanismes de protection en cas de crise systémique, relèvent autant de la politique industrielle que de la politique énergétique.

Ces trois chantiers prolongent ceux qu'avait identifié l'examen des fragilités : une meilleure mutualisation du stockage, le renforcement des interconnexions ibériques et la cohésion face aux dépendances résiduelles[51]. Tous appellent une action au niveau européen, que la France, premier importateur de GNL de l'UE et hub d'entrée et de transit, a la légitimité de porter. La crise d'Ormuz n'a pas créé ces chantiers, elle leur a donné l'urgence, en montrant qu'un système diversifié mais mal coordonné, et arrimé au prix mondial, reste exposé à des chocs qu'aucune diversification des sources ne suffit à conjurer.

(51) Voir les implications de la partie 3.

Annexes _ Sources et bases de données mobilisées

A.1. Sources et bases de données mobilisées

Données de flux physiques

- ENTSOG Transparency Platform — flux physiques quotidiens par point d'interconnexion.
- GIE-ALSI — send-out et capacités des terminaux LNG.
- GIE-AGSI — niveaux de stockage.
- Bloomberg — origine (provenance) des cargaisons de GNL.

Données de prix

- Investing.com — prix à terme - month future (TTF, JKM, Henry Hub).
- Argus Media — prix journaliers day-ahead (PEG, TTF).
- BCE (Banque centrale européenne) — taux de change EUR/USD journalier de référence (conversion du JKM et du Henry Hub en €/MWh).

A.2. Chronologies de la crise gazière (2022–2026)

Cette annexe rassemble, sous forme de chronologies, les trois ensembles d'événements ayant façonné l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne sur la période : les sanctions et mesures législatives de l'UE affectant le gaz russe, les mesures de rétorsion russes et les autres événements majeurs.

A.2.1. Sanctions et mesures législatives de l'UE

Tableau A.1 – Sanctions et mesures législatives de l'UE affectant l'approvisionnement en gaz russe

Date	Mesure	Contenu et effet sur le gaz
8 avr. 2022	5e paquet	Interdiction d'accès aux ports de l'UE aux navires sous pavillon russe, avec exemption pour les cargaisons énergétiques (dont GNL). Effet direct sur le gaz quasi nul, mais premier signal sur le maritime.
3 juin 2022	6e paquet	Embargo sur le pétrole maritime ; le gaz reste explicitement hors champ. L'absence de sanction gazière directe est en soi un fait structurant (dépendance jugée trop forte pour un embargo).
24 juin 2024	14e paquet première sanction visant le gaz	Interdiction des services de rechargement de GNL russe dans les ports de l'UE à des fins de transbordement vers pays tiers ; interdiction des investissements, biens, technologies et services pour les projets GNL russes en construction (Arctic LNG 2, Murmansk LNG) ; restrictions à l'importation via les terminaux non raccordés au réseau interconnecté. Interdiction de transbordement effective en mars 2025 après période transitoire.
23 oct. 2025	19e paquet (règl. 2025/2033)	Interdiction du GNL d'origine russe à compter du 25 avril 2026, avec dérogation pour les contrats de long terme conclus avant le 17 juin 2025, lesquels cessent au 1er janvier 2027.
3 déc. 2025 (accord) / 26 janv. 2026 (feu vert définitif du Conseil)	Règlement phase-out (majorité qualifiée, hors régime sanctions, pour contourner le veto hongrois et slovaque)	Interdiction du GNL et du gaz par gazoduc russes dès le début 2026 (six semaines après l'entrée en vigueur, soit mi-mars 2026 pour le spot). Contrats à court terme : interdiction au 25 avril 2026 (GNL) et au 17 juin 2026 (gazoduc). Contrats à long terme : 1er janvier 2027 (GNL) et 30 septembre 2027 (gazoduc), repoussable au 1er novembre 2027 si les objectifs de stockage ne sont pas atteints. Plans nationaux de diversification exigés avant le 1er mars 2026 ; vérification obligatoire du pays de production avant importation.
Févr. – avr. 2026	20e paquet	Proposé le 6 février 2026 (énergie, services financiers, commerce). Côté gaz : interdiction de fournir des services d'entretien et autres services aux transporteurs de GNL et brise-glaces russes ; interdiction de fournir des services de terminaux GNL aux entités russes.

Source : Journal officiel de l'Union européenne (règlements et décisions du Conseil) ; Commission européenne (REPowerEU).

A.2.2. Mesures de rétorsion russes

Tableau A.2 – Mesures de rétorsion russes ayant affecté l'approvisionnement gazier de l'UE

Date	Mesure	Effet sur l'approvisionnement de l'UE
31 mars 2022	Décret présidentiel no 172 : paiement en roubles exigé des pays inamicaux (effectif au 1er avril)	Modification unilatérale des contrats libellés en euros/dollars ; fondement juridique de toutes les coupures suivantes.
27 avr. 2022	Gazprom suspend toutes ses livraisons à la Bulgarie et à la Pologne pour défaut de paiement en roubles	Arrêt total des flux contractuels vers PGNiG et Bulgargaz ; fin de fait des livraisons Yamal vers la Pologne.
11 mai 2022	Contre-sanctions russes visant 31 entités, dont EuRoPol GAZ (exploitant de la partie polonaise de Yamal-Europe) et les filiales de Gazprom Germania passées sous contrôle allemand	Arrêt définitif du corridor Yamal-Europe ; rupture d'approvisionnement des filiales ex-Gazprom Germania (négoce, stockage, dont le site de Rehden).
21 mai 2022	Coupure des livraisons à la Finlande (refus du paiement en roubles, contexte de candidature à l'OTAN)	Arrêt du corridor Russie-1 vers la Finlande (Imatra).
31 mai – 1er juin 2022	Coupure des flux vers GasTerra (Pays-Bas), le Danemark (Ørsted) et Shell (contrats allemands), après refus du paiement en roubles	Extension des coupures sélectives à l'Europe du Nord-Ouest.
14-16 juin 2022	Réduction de Nord Stream 1 à ~40 % de capacité (prétexte : turbine Siemens bloquée au Canada)	Réduction des livraisons aux grands acheteurs sous contrat : Uniper, OMV, Eni, RWE.
11-21 juil. 2022	Maintenance annuelle de Nord Stream 1 (10 jours), incertitude entretenue sur la reprise	Flux nuls ; pic d'incertitude sur les marchés.
27 juil. 2022	Nouvelle réduction de Nord Stream 1 à ~20 % de capacité (33 millions de m3/j)	Compression supplémentaire des volumes vers l'Allemagne et l'Europe centrale.
31 août – 2 sept. 2022	Arrêt pour maintenance de Nord Stream 1, puis suspension sine die le 2 septembre (prétexte : fuite d'huile sur compresseur)	Arrêt complet et définitif du principal corridor russe (55 Gm3/an).
16 nov. 2024	Gazprom coupe les livraisons à OMV (Autriche), après la victoire d'OMV en arbitrage et l'annonce d'une compensation par saisie sur factures	Fin des livraisons contractuelles russes à l'Autriche via le corridor ukrainien.

Source : décrets et communiqués officiels russes ; Gazprom ; presse spécialisée (compilation des auteurs).

A.2.3. Autres événements majeurs

Tableau A.3 – Événements majeurs affectant l'approvisionnement gazier de l'UE relevant ni des sanctions de l'UE, ni des rétorsions russes

Date	Événement	Initiateur / Statut	Effet sur l'approvisionnement
11 mai 2022	Déclaration de force majeure de l'opérateur ukrainien GTSOU sur le point d'entrée de Sokhranivka	Décision ukrainienne (perte de contrôle de la zone occupée)	Réduction du transit ukrainien d'environ un tiers ; report partiel impossible vers Soudja.
26 sept. 2022	Sabotage des gazoducs Nord Stream 1 et 2 en mer Baltique	Attribution non établie	Rend physiquement irréversible l'arrêt déjà acté du principal corridor russe ; ferme toute option de réactivation rapide.
1er janv. 2025	Fin du transit ukrainien par non-renouvellement de l'accord quinquennal Gazprom–Naftogaz	Décision de Kyiv (refus de renouveler)	Fermeture du corridor Ukraine ; affecte la Slovaquie, l'Autriche et partiellement la Hongrie ; dernier itinéraire gazoduc russe vers le cœur de l'UE.

Source : IEA, Bloomberg, Reuters, House of Commons Library (compilation des auteurs).

A.3. Définition des corridors pipe – points d'entrée ENTSOG

Onze corridors. Chaque point est mesuré côté receveur UE (sens entry), agrégé du quotidien au mensuel.

A.3.1. Corridors russes (5)

Nordstream baltique – Russie Pipe – valide 2019 → 2022-09-26 (sabotage)

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00247	Greifswald / NEL	NEL Gastransport	DE	→2022-09-26
ITP-00251	Greifswald / OPAL	OPAL Gastransport	DE	→2022-09-26
ITP-00501	Lubmin II	GASCADE	DE	2020→2022-09-26

Yamal Europe – Russie Pipe – valide 2019 → 2022-05-11 (arrêt Gazprom)

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00104	Kondratki	GAZ-SYSTEM	PL	→2022-05-11
ITP-00094	Wysokoje	GAZ-SYSTEM	PL	→2022-05-11
ITP-00092	Tieterowka	GAZ-SYSTEM	PL	→2022-05-11

Ukraine transit – Russie Pipe – valide 2019 → 2024-12-31 (fin transit Gazprom au 01/01/2025)

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00117	Uzhhorod – Velké Kapušany	Eustream	SK	→2024-12-31
ITP-10006	VIP Bereg (HU/UA)	FGSZ	HU	2020-01→2024-12-31
ITP-00087	Isaccea – Orlovka I	Transgaz	RO	→2024-12-31
ITP-10008	GCP GAZ-SYSTEM/UA	GAZ-SYSTEM	PL	2020-07→2024-12-31

Turkstream – Russie Pipe – valide 2020 → présent — deux branches d'entrée UE

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00041	Strandzha (BG/TR)	Bulgartransgaz	BG	2023-04→présent
ITP-00549	Strandzha 2 (BG/TR)	Bulgartransgaz	BG	2020→présent
ITP-10013	Kiskundorozsma-2 (HU/RS)	FGSZ	HU	2021-10→présent

Russie direct baltique – Russie Pipe – valide 2019 → 2022-05-31

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00024	Imatra	Gasgrid Finland	FI	→2022-05-31
ITP-00493	Luhamaa	Elering	EE	→2022-05-31
ITP-00243	Narva	Elering	EE	→2022-05-31
ITP-00187	Värska	Elering	EE	→2022-05-31
ITP-00085	Kotlovka	Amber Grid	LT	→2022-05-31

A.3.2. Corridors non-russes (5)

North Sea Norway – Norvège Pipe – valide 2019 → présent

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00081	Emden (EPT1) (GUD)	Gasunie Deutschland	DE	2019→présent
ITP-00080	Emden (EPT1) (OGE)	Open Grid Europe	DE	2019→présent
ITP-00105	Emden (EPT1) (Thyssengas)	Thyssengas	DE	2019→présent
ITP-00126	Dornum / NETRA (OGE)	Open Grid Europe	DE	2019→présent
ITP-00188	Dornum / NETRA (GUD)	Gasunie Deutschland	DE	2019→présent
ITP-00525	Dornum GASPOOL	Open Grid Europe	DE	2019→présent
ITP-00160	Emden (EPT1) (GTS)	GTS	NL	2019→présent
ITP-00045	Dunkerque	NaTran	FR	2019→présent
ITP-00106	Zeebrugge ZPT	Fluxys Belgium	BE	2019→présent
ITP-00097	Nybro	Energinet	DK	2019→2023-03-08
ITP-00630	North Sea Entry	Energinet	DK	2022-10→présent

North Sea UK – UK – valide 2019 → présent

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00061	Zeebrugge IZT	Fluxys Belgium	BE	2019→présent
ITP-00495	Moffat (IE)	GNI	IE	2019→présent

Note : St. Fergus et Easington (NO→UK et UE→UK) retirés – UK est hors-UE, on ne trace pas son approvisionnement interne. BBL Balgzand (ITP-00063) retiré (pas de mesure exploitable, orienté NL→UK depuis 2018).

North Africa Algeria – Algérie Pipe – valide 2019 → présent

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00048	Almería	Enagas	ES	2019→présent
ITP-00093	Mazara del Vallo	Snam Rete Gas	IT	2019→présent
ITP-00082	Tarifa	Enagas	ES	2019→2021-10-31

North Africa Libya – Libye Pipe – valide 2019 → présent

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00074	Gela	Snam Rete Gas	IT	2019→présent

Azerbaidjan Tap – Azerbaidjan Pipe – valide 2020-11 → présent

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00427	Nea Mesimvria	DESFA	GR	2020-12→présent
ITP-00008	Melendugno – IT/TAP	Snam Rete Gas	IT	2020-11→présent
ITP-00275	Komotini – TAP/IGB	ICGB	BG	2022-10→présent

A.3.3. Corridors de transit (1)

Traitement particulier : la Suisse ne produit pas de gaz et n'a aucune frontière gazière hors-UE – elle ne fait que retransiter du gaz déjà UE.

Suisse transit – Origine Suisse transit (nœud CH = transit) – valide 2020 → présent

Point	Libellé	Opérateur (TSO)	Pays	Validité
ITP-00136	Griespass (CH) / Passo Gries (IT)	Snam Rete Gas	IT	2020→présent
ITP-00294	Wallbach	Fluxys TENP	DE	2020→présent
ITP-00039	Oltingue (FR) / Rodersdorf (CH)	NaTran	FR	2020→présent

A.4. Terminaux GNL (GIE-ALSI) – par façade maritime

Le GNL est traité indépendamment d'ENTSOG : *send-out* par terminal (GIE-ALSI), origines par navire (Bloomberg).
Origines LNG : agrégées en 10 nœuds de référence (QATAR_LNG, USA_LNG, RUSSIE_LNG, ALGERIE_LNG, NIGERIA_LNG, TRINIDAD_LNG, EGYPTE_LNG, MOZAMBIQUE_LNG, NORVEGE_LNG, AUTRES_LNG). Les 27 pays d'origine bruts (Bloomberg) sont mappés sur ces 10 nœuds ; AUTRES_LNG regroupe les origines mineures (Angola, Argentine, Pérou, Oman, Émirats, etc.).

Façade	Pays	Terminaux
Atlantique nord	BE	Zeebrugge
	DE	Brunsbüttel, Wilhelmshaven 1, Wilhelmshaven 2
	FR	Dunkerque, Le Havre (FSRU), Montoir-de-Bretagne
	NL	Eemsenergy, Rotterdam Gate
Baltique	DE	Mukran, Ostsee (Lubmin)
	FI	Inkoo
	LT	Klaipeda
	PL	Świnoujście
Ibérique	ES	Barcelona, Bilbao, Cartagena, El Musel, Huelva, Mugardos, Sa-gunto
	PT	Sines
Méditerranée	FR	Fos Cavaou, Fos Tonkin
	GR	Alexandroupolis, Revythoussa
	HR	Krk (FSRU)
	IT	OLT (Livorno), Panigaglia, Piombino, Ravenna, Rovigo

À propos des auteurs

Carl Grekou est économiste à l'IFE.
Valérie Mignon est professeur à l'Université Paris-Nanterre, EconomiX-CNRS et conseiller scientifique à l'IFE.
Lionel Ragot est professeur à l'Université Paris-Nanterre, EconomiX-CNRS et conseiller scientifique à l'IFE.

Remerciements

Cette étude a bénéficié du soutien financier de la DG Trésor.

Les auteurs remercient la direction générale du Trésor pour leur avoir donné accès aux données Bloomberg relatives à l'origine géographique du GNL importé par l'Union européenne. Ils remercient également Hiba Arab pour son précieux concours dans la collecte et le traitement des données, ainsi que Benoît Esnault pour sa relecture attentive d'une première version de ce travail. Ses remarques et suggestions ont contribué à améliorer la version finale.

Les opinions exprimées ainsi que les éventuelles erreurs n'engagent que leurs auteurs.

Contacts : carl.grekou@sciencespo.fr
valerie.mignon@sciencespo.fr
lionel.ragot@sciencespo.fr

© CEPII, PARIS, 2026

Centre d'études prospectives
et d'informations internationales
20, avenue de Ségur
TSA 10726
75334 Paris Cedex 07

contact@cepii.fr
www.cepii.fr – @CEPII_Paris
Contact presse : presse@cepii.fr

CEPII Policy Brief
Les réflexions du CEPII sur la politique économique internationale

Le CEPII (Centre d'Études Prospectives et d'Informations Internationales) est le principal centre français d'étude et de recherche en économie internationale. Les analyses et études du Centre contribuent au débat public et à la formulation des politiques économiques en matière de politique commerciale, compétitivité, macroéconomie, finance internationale et croissance.

Rédacteur en chef :
Vincent Vicard

Directeur de la publication :
Antoine Bouët

Réalisation :
Laure Boivin

ISSN 2270-258X

Octobre 2026

Pour s'inscrire à
La Newsletter du CEPII :
www.cepii.fr/Resterinforme

Tous droits réservés. Les opinions exprimées dans cette publication sont celles de l'auteur ou des auteurs uniquement.