

Réformer le marché européen de l'électricité

Dans cette note, Patrice Geoffron (Université Paris-Dauphine) décrit la façon dont les principes de réforme du marché de l'électricité européen, édictés en 2024 par les institutions européennes, ont été mis en œuvre différemment selon les pays. Qu'elle s'explique par les caractéristiques techniques des systèmes ou par des philosophies politiques divergentes, cette hétérogénéité pose question. L'"Union de l'énergie" est-elle appelée à se fragmenter ?

La crise énergétique de 2021-2023 a révélé les failles du modèle électrique européen. Entre 2021 et février 2022, les prix spot ont explosé (900-1 000 €/MWh en France et en Allemagne), générant un coût budgétaire cumulé de plus de 600 milliards d'euros pour l'UE. En juin 2024, la Commission a adopté un compromis « à deux niveaux » : préserver la tarification marginale sur les marchés spot pour garantir l'efficacité opérationnelle, et généraliser les compléments de rémunération (CfD) bidirectionnels à partir de 2027 pour le soutien public aux capacités à faible intensité carbone. Ces contrats garantissent un prix stable aux producteurs, tout en évitant des revenus excessifs en cas de chocs. La réforme facilite également les contrats à long terme entre acteurs privés (accords d'achat d'électricité/PPA), renforce les tarifs réglementés et institutionnalise des mécanismes de crise.

La mise en œuvre nationale de ces principes laisse aux États membres une grande liberté d'action, ce qui se traduit par des dispositifs hétérogènes. La France adopte un paiement nucléaire universel (une taxe progressive sur les revenus d'EDF redistribuée aux consommateurs) et des contrats d'allocation de production nucléaire pour les industries à forte consommation d'énergie. L'Allemagne subventionne directement le prix de l'électricité pour l'industrie lourde. Quant aux pays scandinaves, pionniers de la libéralisation, ils défendent farouchement le modèle marginaliste. L'Espagne et le Portugal se distinguent par leur volume massif de contrats d'achat d'électricité renouvelable. L'Italie se libéralise radicalement, supprimant les tarifs réglementés et misant sur la concurrence pure, malgré les risques que cela comporte pour la viabilité des fournisseurs. La Pologne adopte une approche massivement interventionniste, avec un soutien direct de l'État aux projets de réacteurs nucléaires, une option susceptible d'être reprise par d'autres pays de l'Est de l'UE.

Ce panorama dessine un clivage entre les pays du nord de l'UE, qui défendent le marginalisme comme un système vertueux créateur de signaux économiques optimaux, et ceux du sud, qui perçoivent l'extrême volatilité comme un dysfonctionnement générateur de précarité et de désindustrialisation. Ce clivage recoupe la question de la compétitivité industrielle, car les subventions pourraient entraîner une course aux aides. La réforme marque un rééquilibrage entre les règles du marché et les instruments publics, avec un risque d'accroître la fragmentation du marché intérieur. Pour éviter cela, trois leviers essentiels doivent être mobilisés : l'harmonisation des aides industrielles, la mutualisation des risques via des instruments européens renforcés et la coordination des politiques énergétiques au-delà des règles du marché.

Les enjeux sont importants, car la capacité à augmenter la consommation d'électricité en Europe est essentielle, non seulement pour des raisons environnementales, mais aussi pour réduire la dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles qui, entre la Russie, le Moyen-Orient et les États-Unis, sont dominées par des considérations géopolitiques autant qu'économiques.

Résumé de la réforme européenne

1.1. De la crise à la réforme

La crise énergétique a débuté à l'été 2021, la reprise post-Covid créant une tension sans précédent sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL), l'Asie absorbant une grande partie des livraisons disponibles. Alors que la Russie réduisait progressivement ses flux gaziers, les prix européens (TTF) ont bondi de 15 €/MWh au début de 2021 à plus de 100 €/MWh en décembre. L'invasion de l'Ukraine le 24 février 2022 a déclenché une flambée à la hausse : le TTF a atteint 350 €/MWh en août, les prix de l'électricité dépassant 900 €/MWh en France et 1 000 €/MWh en Allemagne à certains moments¹.

Cette flambée s'explique par la corrélation gaz-électricité due au principe de tarification au coût marginal : le prix de l'électricité est fixé par le coût du producteur le plus cher sollicité pour répondre à la demande à un moment donné, généralement le gaz, avec un effet d'entraînement sur l'électricité en cas de choc. Les autres producteurs (nucléaire, hydroélectrique, renouvelables), dits « inframarginaux », car leurs coûts sont inférieurs à ceux du gaz, bénéficient d'énormes profits en période de crise : en France, EDF aurait théoriquement engrangé près de 40 milliards d'euros en 2022 sans la régulation de l'État. En Espagne, les producteurs renouvelables ont engrangé plus de 10 milliards d'euros de bénéfices, nécessitant la mise en place d'une taxe spéciale.

Dans ce contexte, face à la menace d'un effondrement social et industriel, les États européens ont déployé des boucliers tarifaires, des taxes sur les rentes inframarginales et des aides directes. Le coût budgétaire cumulé pour l'UE a dépassé 600 milliards d'euros sur la période 2021-2023, signe de l'urgence d'une réforme structurelle².

1.2. La structure de la réforme : un compromis «à deux niveaux»

Après d'intenses consultations, la Commission européenne a publié le 14 mars 2023 une proposition de réforme privilégiant un juste milieu entre deux extrêmes : d'une part, les appels à un découplage structurel des prix de l'électricité et du gaz (France, Espagne, Grèce, etc.) et, d'autre part, la défense du statu quo marginaliste (Allemagne, Pays-Bas, pays nordiques, Luxembourg, etc.). Le compromis adopté en juin 2024 préserve le marginalisme tout en généralisant les instruments à long terme³.

Maintien du marginalisme spot : les marchés à très court terme (day-ahead et intraday) conservent le principe du prix marginal, jugé essentiel pour l'efficacité opérationnelle et le couplage transfrontalier

¹ AIE, Electricity Market Report 2024, janvier 2024.

² Bruegel, 'National fiscal policy responses to the energy crisis', Base de données, Bruxelles, mise à jour 2021-2024.

³ Parlement européen et Conseil de l'UE, Directive (EU) 2024/1711 of 13 June 2024 amending Directive (EU) 2019/944 as regards the improvement of consumer protection and rules on energy sharing, Journal officiel de l'Union européenne, L, 2024/1711, 26 juin 2024.

de l'électricité. L'argument en faveur du maintien de ce système est que d'autres méthodes (en particulier la tarification basée sur les coûts moyens) auraient créé des inefficacités ou de l'opacité⁴.

Généralisation des compléments de rémunération ou « contrats pour différence » (*contracts for difference*, CfD) : À partir de 2027, le soutien public aux capacités à faible intensité carbone devra passer par des CfD bidirectionnels⁵. Ces contrats garantissent au producteur un prix stable, mais l'obligent à reverser tout excédent à l'État lorsque les prix du marché dépassent ce seuil. Les CfD sont donc des mécanismes de partage symétrique des risques et des revenus⁶.

Facilitation des contrats d'achat d'électricité (*power purchase agreements*, PPA) : Ces PPA sont des contrats de vente d'électricité à long terme entre un producteur et un acheteur (entreprise, fournisseur, agrégateur, parfois une collectivité locale). Dans ce contrat, les parties fixent à l'avance la durée (souvent de 5 à 15 ans), le volume d'électricité à livrer, la méthode de tarification (fixe, indexée ou basée sur une formule), les conditions de livraison et de facturation, ainsi que les pénalités en cas de non-respect. Les États doivent supprimer les obstacles aux PPA à long terme grâce à des garanties publiques et à la standardisation des contrats.

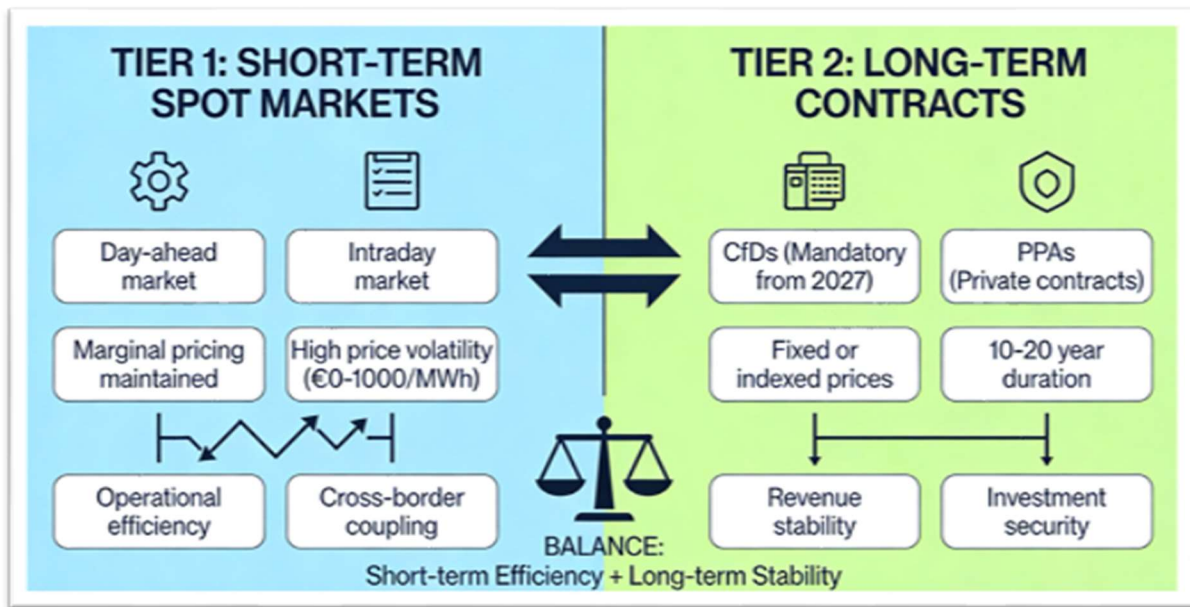
Protection des consommateurs : la réforme renforce les tarifs réglementés, oblige les fournisseurs à proposer des contrats à prix fixe et institutionnalise un mécanisme de crise permettant des interventions temporaires.

⁴ Abada, I., Ehrenmann, A., Smeers, Y., Marginal pricing and the energy crisis: Where should we go?, Energy Economics, Volume 149, 2025,

⁵ Voir le document suivant pour des détails sur les conditions de mise en oeuvre et les exceptions : Commission européenne, Commission guidance on the design of two-way contracts for difference, C(2025) 8479 final, Bruxelles, 10.12.2025.

⁶ Ason, A., 'Contracts for Difference: the Instrument of Choice for the Energy Transition?', Oxford Institute for Energy Studies, Energy Transition Paper ET34, 2024.

Diagramme 1 – La structure à deux niveaux du marché de l'électricité européen



Source: Auteur, d'après le règlement UE 2024/1747 et la directive UE 2024/1711.

1.3. Les limites structurelles du modèle marginaliste face à la transition énergétique

La crise a révélé trois failles structurelles dans la tarification au coût marginal dans le contexte de la transition énergétique.

Découplage du coût moyen et du coût marginal : les énergies renouvelables ont un coût marginal quasi nul (le vent et le soleil déterminent la production), mais un coût moyen important (en raison d'un investissement initial élevé), tandis que l'énergie nucléaire présente des caractéristiques assez comparables. Par conséquent, dans un système électrique à faible intensité carbone, les prix spot tendent vers zéro pendant les périodes de forte production renouvelable, créant une bimodalité problématique (alternance de périodes de prix nuls ou négatifs et de périodes de prix très élevés). Cette configuration rend le retour sur investissement des investissements bas carbone incertain et expose les consommateurs à la volatilité⁷.

Signal d'investissement défectueux : pour les actifs à forte intensité capitalistique (nucléaire à un minimum de 10 milliards d'euros, éolien offshore à 3-4 milliards d'euros), le prix spot est trop volatil pour déclencher des décisions d'investissement. Et les marchés à terme liquides ne dépassent pas un horizon de 3-4 ans, alors que ces projets nécessitent des garanties de revenus sur 20-40 ans.

Rentes inframarginales illégitimes : lorsque les prix explosent pour des raisons exogènes (comme un choc géopolitique sur les marchés des combustibles fossiles), les producteurs sous-marginaux sont en mesure de capter des rentes arbitraires et politiquement inacceptables. Ces rentes massives ont contraint les gouvernements à intervenir en 2022, révélant les limites du marginalisme pur en période d'incertitude⁸.

2. Mise en œuvre nationale : un kaléidoscope de modèles

La réforme européenne de 2024 établit un cadre juridique commun, mais laisse aux États membres une marge de manœuvre considérable dans sa mise en œuvre. Cette latitude s'explique par trois facteurs structurels.

Premièrement, le principe de subsidiarité : le règlement (UE) 2024/1747 définit des obligations générales (généralisation des CfD pour les nouveaux investissements, facilitation des PPA, renforcement de la protection des consommateurs), mais ne prescrit pas de modalités techniques précises. Les États membres restent libres de fixer les prix d'exercice des CfD, les mécanismes de

⁷ Neuhoﬀ, K., Richstein, J.C., Kröger, M., 'Reacting to changing paradigms: How and why to reform electricity markets', Energy Policy, vol. 180, 2023. Parlement européen, Research Service for Members, Improving the design of the EU electricity market, Briefing PE 745.694, juillet 2024.

⁸ Rüdinger, A., Berghmans, N., 'Reform of the European electricity market: small steps or revolution?', IDDRI, Blog ost, Paris, 2023.

redistribution des revenus excédentaires, les critères d'éligibilité à l'aide industrielle et les niveaux des tarifs réglementés.

Deuxièmement, la diversité des mix énergétiques : les points de départ sont radicalement différents. La France dispose de plus de 300 TWh/an d'énergie nucléaire historique qui a été amortie. L'Allemagne, qui a abandonné le nucléaire en avril 2023, doit compenser 4,3 GW de capacité contrôlable tout en gérant la perte d'un gaz russe bon marché. Les pays nordiques s'appuient sur un mix déjà largement décarboné (hydroélectricité, nucléaire, éolien) avec des interconnexions denses. Chaque pays adapte le cadre européen à ses propres contraintes géophysiques et technologiques.

Troisièmement, des orientations politiques divergentes sur le rôle de l'État : au-delà des contraintes techniques, les stratégies nationales reflètent des philosophies politiques contrastées. Les pays nordiques privilégient un interventionnisme minimal, rejetant toute tarification réglementée permanente et limitant les aides à des filets de sécurité sociale ciblés. À l'inverse, la France et les pays du sud prônent une régulation active pour garantir la stabilité tarifaire comme bien public. L'Allemagne recourt à un interventionnisme fiscal massif pour préserver sa compétitivité industrielle. La Pologne mise sur une énergie nucléaire souveraine avec des garanties étatiques sans précédent. L'Italie a opté pour une libéralisation radicale, supprimant les tarifs réglementés et misant sur la concurrence pure.

Six modèles nationaux émergent, formant une mosaïque qui remet en question l'avenir même du marché intérieur de l'électricité. Cette diversité peut être considérée comme une richesse d'expérimentation qui permettra d'identifier les meilleures pratiques, ou comme une menace de fragmentation qui entraînera des distorsions de concurrence et une course aux subventions préjudiciable. L'analyse comparative suivante vise à cartographier ces différences, à identifier la logique sous-jacente et à évaluer leurs implications pour la cohésion du marché européen⁹.

2.1. France: une régulation post-ARENH hybride

La fin de l'ARENH et la nécessité d'une transition

L'accès réglementé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), instauré par la loi NOME de 2010, a pris fin le 31 décembre 2025. Ce mécanisme obligeait EDF à vendre jusqu'à 100 TWh/an de production nucléaire à des fournisseurs alternatifs à un prix avantageux (42 € puis 46 €/MWh). La crise de 2021-2023 a révélé les limites de ce mécanisme : avec des prix spot dépassant en moyenne 200 €/MWh en 2022, l'ARENH à 46 €/MWh représentait un transfert massif.

Trois facteurs ont conduit à l'abandon de l'ARENH : (1) l'incompatibilité avec les besoins d'investissement d'EDF (réfection majeure estimée à plus de 50 milliards d'euros, six nouveaux EPR à 85 milliards d'euros) ; (2) l'inefficacité redistributive, certains fournisseurs captant la rente sans la

⁹ Pisani-Ferry, J., Mahfouz, S., Valla, N., 'An investment strategy to keep the European Green Deal on track', Bruegel Policy Brief, Issue 30/23, 2023.

répercuter sur les clients par des baisses de prix ; (3) la pression européenne, Bruxelles exigeant un mécanisme compatible avec la réforme du marché¹⁰.

Le triptyque post-ARENH

Le gouvernement français a mis au point un nouveau système reposant sur trois piliers complémentaires :

Pilier 1 : le versement nucléaire universel (VNU)

Le VNU est un mécanisme permettant de prélever progressivement une taxe sur les revenus historiques d'EDF dans le nucléaire, qui est ensuite redistribuée à tous les consommateurs finaux.

- Champ d'application : toute la production du parc nucléaire historique (réacteurs construits avant 2000), soit environ 300 TWh/an.
- Ventes sur le marché : EDF vend toute sa production nucléaire sur les marchés de gros aux prix du marché, sans obligation de prix réglementés.
- Prélèvement progressif : chaque trimestre, si le prix de vente moyen obtenu par EDF dépasse les seuils définis, EDF reverse à l'État une fraction croissante des revenus excédentaires :
 - Seuil 1 : 78 €/MWh. Au-delà de ce seuil, EDF reverse 50 % de la différence.
 - Seuil 2 : 110 €/MWh. Au-delà de ce seuil, EDF reverse 90 % de la différence.
- Redistribution : les sommes collectées sont redistribuées aux consommateurs finaux sous forme de réductions sur leurs factures, appliquées par tous les fournisseurs. Le régulateur de l'énergie (CRE) calcule chaque trimestre le montant de la réduction en €/MWh.

Justification économique : contrairement à l'ARENH, qui fixe un prix de vente ex ante, le VNU fonctionne ex post : EDF vend au prix du marché, mais reverse une part croissante des revenus générés. Cela permet à EDF de bénéficier de hausses de prix modérées (entre 60 et 78 €/MWh, EDF conserve la totalité) tout en protégeant les consommateurs contre les pics extrêmes (au-delà de 110 €/MWh, EDF ne conserve que 10 % de l'excédent).

Pilier 2 : Contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN)

Les CAPN sont des contrats à long terme réservés aux industries fortement consommatrices d'électricité.

¹⁰ Commission européenne, Recommendation on the implementation of the electricity market design reform, C(2025) 8479, Bruxelles, 10 December 2025.

- Éligibilité : les entreprises dont la consommation annuelle d'électricité dépasse 7 GWh et dont l'électricité représente plus de 30 % de leurs coûts de production (chimie lourde, acier, aluminium, verre, ciment, centres de données, électrolyse, etc.).
- Volume : environ 10 TWh/an réservés aux CAPN.
- Prix : négocié bilatéralement entre EDF et chaque entreprise industrielle, mais réglementé par la CRE. Estimations autour de 65-70 €/MWh, stable sur 10-15 ans.
- Contreparties : engagements de décarbonation (investissements dans l'électrification, réduction des émissions) et clause de partage des risques sur les volumes.

Justification économique : empêcher la délocalisation des industries à forte consommation d'électricité vers des pays offrant des prix plus bas. Cependant, ce mécanisme crée une segmentation : les industriels éligibles bénéficient d'un prix réglementé avantageux, tandis que les PME et les entreprises de taille intermédiaire sont confrontées au marché spot ou au VNU ex post.

Pilier 3 : un filet de sécurité via un CfD implicite ?

Bien que cela ne soit pas explicitement formalisé dans les documents publics, il sera difficile de ne pas mettre en place une protection pour EDF contre un effondrement durable des prix. Dans ce scénario, si les prix tombaient structurellement en dessous de 60-65 €/MWh, l'État indemniserait EDF pour couvrir l'intégralité du coût de l'énergie nucléaire. Ce CfD implicite n'est pas un contrat formel en tant que tel (comme pour Hinkley Point C, le projet britannique EPR), mais une assurance de dernier recours que l'État actionnaire ne pourra probablement pas éviter, compte tenu des enjeux et du statut évident d'EDF, composante *too big to fail* du système électrique français¹¹.

Enjeux et débats

Débats sur le prix de référence de l'électricité nucléaire : la CRE estime le coût total de l'électricité nucléaire historique à environ 60 €/MWh, mais EDF fait valoir que la rénovation majeure coûtera plus cher et que le coût d'opportunité du capital doit être inclus dans l'évaluation du coût total¹².

CAPN et équité : les CAPN créent une subvention implicite pour les activités à forte consommation d'électricité. Si le prix du marché est de 90 €/MWh et les CAPN de 65 €/MWh, les industriels bénéficient d'un avantage de 25 €/MWh. Sur le plan économique, il s'agit d'un transfert des consommateurs résidentiels vers l'industrie. Est-ce justifié ? Trois arguments contradictoires s'opposent : (1) la compétitivité (sans CAPN, délocalisations et pertes d'emplois) ; (2) l'équité horizontale (pourquoi l'aciérie paie-t-elle 65 €/MWh et la boulangerie industrielle 120 €/MWh ?) ; (3) la transition énergétique (les CAPN imposent des engagements de décarbonation, fonctionnant comme des subventions légitimes car soumises à conditions).

¹¹ Cour des Comptes, Le modèle économique d'EDF, Paris, September 2025.

¹² CRE, Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028, Paris, septembre 2025.

2.2. Allemagne : subventions industrielles massives et gaz de transition

Contexte : double choc nucléaire et gazier

L'Allemagne a achevé sa sortie du nucléaire (Atomausstieg) le 15 avril 2023, en fermant ses trois derniers réacteurs (Isar 2, Neckarwestheim 2, Emsland), laissant un déficit de 4,3 GW de capacité contrôlable. Dans le même temps, l'Allemagne a dû remplacer le gaz russe (~50 Gm³/an) à partir de 2022. La construction accélérée de terminaux GNL a permis une diversification de l'approvisionnement, mais le prix du gaz est passé de 15-20 €/MWh (2015-2020) à 30-40 €/MWh (moyenne 2023-2024)¹³.

Cette double transition a provoqué un choc de compétitivité majeur. L'industrie manufacturière allemande (20 % du PIB) est particulièrement exposée. Les industries chimique (BASF, Covestro, Evonik), sidérurgique (ThyssenKrupp, Salzgitter) et verrière ont vu leurs coûts monter en flèche. En 2022-2023, plusieurs usines chimiques ont réduit leur production de 30 à 50 %, certaines fermant définitivement pour se délocaliser aux États-Unis.

Le Strompreispaket : allègements fiscaux et subventions directes

Face au risque de désindustrialisation, le gouvernement a adopté en 2024 un « paquet sur les prix de l'électricité » (Strompreispaket), financé par le Fonds pour le climat et la transformation (KTF), alimenté par les recettes du SEQUE-UE et des emprunts non réguliers (contournant en partie le frein à l'endettement inclus dans la Constitution allemande)¹⁴.

Le Strompreispaket combine trois éléments :

Partie 1 : Réduction drastique de la Stromsteuer (taxe sur l'électricité). La taxe sur l'électricité était de 1,5 ct/kWh. Le Strompreispaket la réduit au minimum européen de 0,05 ct/kWh pour l'ensemble du secteur manufacturier à partir de 2024, ce qui réduit le prix total pour l'industrie de 15 à 20 %.

Partie 2 : Compensation étendue pour les coûts indirects liés au CO₂. Les industries à forte intensité énergétique doivent payer pour le CO₂ incorporé dans l'électricité. Afin d'éviter toute perte de compétitivité, l'Allemagne compense ce coût supplémentaire pour environ 350 entreprises particulièrement consommatrices d'énergie. Le Strompreispaket étend cette compensation, avec un coût budgétaire annuel de 2 à 3 milliards d'euros.

Partie 3 : Subvention directe. Pour les entreprises les plus intensives (acier, produits chimiques primaires, aluminium, électrolyse), le gouvernement vise un prix de 50 à 60 €/MWh pour 2026-

¹³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Electricity price package for the manufacturing industry – Concept paper, Berlin, November 2023.

¹⁴ Bernhardt, L., Duso, T., Sogalla, R. Schiersch, A., Broad electricity price subsidies for industry are not a suitable relief instrument, DIW Weekly Report 38+39, 2023.

2028. Si le prix du marché est de 120 €/MWh, l'État versera une subvention directe d'au moins 50 % par MWh consommé, dans la limite d'un plafond par entreprise.

Notifiée à la Commission en tant qu'aide d'État temporaire, Bruxelles l'a approuvée en novembre 2024 sous certaines conditions : limitation à trois ans, conditionnalité sur les investissements verts (électrification, H₂ vert, capture du CO₂) et transparence totale¹⁵.

Centrales électriques au gaz prêtes pour l'hydrogène : pari technologique ou dépendance aux énergies fossiles ?

Berlin lance un programme visant à construire 8 à 10 GW de centrales à gaz flexibles, décrites comme « prêtes pour l'hydrogène » (*hydrogen-ready*). L'idée est de construire des centrales CCGT fonctionnant au gaz naturel (2025-2030), puis de passer à l'hydrogène vert (2030-2040) à mesure qu'il deviendra disponible.

Justification stratégique : l'Allemagne vise 80 % d'énergies renouvelables d'ici 2030, et la gestion de l'intermittence nécessite des capacités flexibles d'urgence, mobilisables lors des « Dunkelflauten » (périodes sans vent ni soleil). À long terme, ces centrales électriques passeraient à l'hydrogène vert, décarbonant complètement la réserve de capacité.

Critiques : plusieurs ONG considèrent cette stratégie comme un pari technologique risqué et un verrouillage déguisé dans un système fondé sur les combustibles fossiles. Le risque est qu'une fois construites, les centrales à gaz ne passeront jamais à l'H₂ (trop cher ou indisponible) et continueront à brûler du gaz fossile jusqu'en 2050, ce qui entravera la réalisation des objectifs climatiques. D'autres options impliqueraient une augmentation massive du stockage par batterie (50 à 100 GW d'ici 2035), le développement de la flexibilité de la demande et l'augmentation des interconnexions (permettant un meilleur accès à l'hydroélectricité norvégienne, à l'énergie nucléaire française, à l'énergie solaire espagnole, etc.).

2.3. Espagne-Portugal : dépasser l'exception ibérique

L'exception ibérique : mécanisme et résultats

L'« exception ibérique », approuvée en juin 2022, a permis à l'Espagne et au Portugal de plafonner le prix du gaz utilisé pour la production d'électricité sur les marchés journaliers. Le mécanisme consistait à limiter les prix proposés par les producteurs thermiques afin de réduire le prix marginal. Les consommateurs payaient un prix inférieur pour l'électricité consommée, plus une compensation aux producteurs de gaz, le coût total étant théoriquement inférieur en raison du

¹⁵ "This scheme, as initially announced in November 2023, would cost around €28 billion over 2024-2027, though budgetary revisions in 2025 suggest lower annual allocations of €3-5 billion". Commission européenne, Recommendation on the implementation of the electricity market design reform, C(2025) 8479, Bruxelles, 10 décembre 2025.

volume (la surcharge gazière ne s'appliquait qu'à l'électricité produite à partir du gaz, et non à toute la production). Le résultat global est mitigé.

Effets positifs :

- Protection des consommateurs : avant l'exception, les prix moyens en Espagne étaient de 214 €/MWh au début de 2022. Après son entrée en vigueur, le prix final répercuté sur les consommateurs était inférieur de 57 % à la moyenne européenne au second semestre 2022 et de 28 % en 2023.
- Économies estimées : environ 5 milliards d'euros pour les consommateurs espagnols sur 18 mois.
- Démonstration de faisabilité : l'expérience a établi que le dégroupage partiel du gaz et de l'électricité était techniquement faisable.

Effets négatifs et limites :

- Augmentation de la part du gaz : la subvention sur le gaz a encouragé une augmentation de la production thermique, la part du gaz dans le mix passant d'environ 15 % à environ 30 %.
- Complexité administrative : gestion fastidieuse des compensations versées aux producteurs.
- Subventions aux exportations françaises : grâce aux interconnexions (limitées à 3 % de la capacité espagnole), la France a partiellement bénéficié du mécanisme.
- Effet marginal décroissant : à partir de février 2023, le mécanisme n'a plus eu d'effet sur les prix du marché (les prix du gaz ayant baissé), mais a été maintenu pour des raisons de politique intérieure.

La Commission européenne a refusé de le prolonger au-delà de décembre 2023, estimant que les prix s'étaient stabilisés et que ce mécanisme exceptionnel n'était plus justifié.

Transition vers le modèle européen

Depuis janvier 2024, l'Espagne et le Portugal convergent vers le modèle de référence européen, qui repose sur deux piliers principaux.

Accélération des PPA renouvelables : l'Espagne est le leader européen des PPA. Les grandes entreprises (GAFAM, industriels grands consommateurs d'électricité) signent massivement des PPA à long terme (10-15 ans) avec des producteurs renouvelables, garantissant ainsi les prix et l'approvisionnement vert¹⁶. Plusieurs dizaines de GW sont sous PPA depuis 2024, dépassant largement la moyenne européenne.

¹⁶ Eurelectric, 'A CfDs explainer – How can contracts for difference accelerate the energy transition?', Policy Document, Bruxelles, 2024.

Appels d'offres CfD pour les nouvelles capacités : l'Espagne lance des appels d'offres concurrentiels pour l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque et l'éolien offshore. Les producteurs proposent des prix, les moins chers étant sélectionnés et se voyant attribuer des CfD bidirectionnels pour une durée de 15 à 20 ans.

2.4. Italie : libéralisation et fin des tarifs réglementés

Fin du Mercato di Maggior Tutela : libéralisation radicale

L'Italie a opté pour une libéralisation radicale du marché de détail, mettant définitivement fin aux tarifs réglementés (*Mercato di Maggior Tutela*) : gaz en janvier 2024, électricité en avril 2024. Jusqu'à cette date, les consommateurs résidentiels et les micro-entreprises pouvaient choisir entre le marché libre et le tarif réglementé, où le prix de l'énergie était fixé par l'autorité de régulation ARERA.

Les consommateurs qui n'ont pas choisi d'offre sur le marché concurrentiel avant la date limite (environ 20 % du marché, soit environ 4,5 millions de clients électricité) ont été transférés vers le service de protection graduée (*Servizio a Tutele Graduali*). Ce service remplace le tarif réglementé, qui n'est désormais accessible qu'aux clients les plus vulnérables. Il sert d'option transitoire pendant trois ans maximum ou jusqu'à ce que les clients choisissent une offre de marché.

Les conditions contractuelles et la structure tarifaire de ce service sont déterminées par l'autorité de régulation, le prix de l'électricité étant basé sur le prix de gros (PUN, *Prezzo Unico Nazionale*). Les clients qui bénéficiaient auparavant du tarif réglementé ont été attribués à un seul fournisseur par zone régionale dans le cadre d'enchères inversées. Les fournisseurs font des offres pour obtenir une réduction sur le tarif réglementé actuel, qui sera appliquée pendant trois ans aux clients acquis.

Les réductions obtenues grâce à ce mécanisme sont substantielles : en moyenne, chaque consommateur économisera environ 130 € par an par rapport au tarif réglementé, avec des économies estimées à environ 1,8 milliard d'euros. Selon DFC Economics, qui a aidé l'ARERA à concevoir la mise aux enchères : « Les enchères organisées en Italie en 2024 fournissent la preuve rassurante que le regroupement des consommateurs et les enchères concurrentielles peuvent constituer un moyen efficace de faire profiter tous les consommateurs d'électricité des avantages de la concurrence ».

Stratégie et risques d'une libéralisation totale

L'Italie parie que la concurrence entre les fournisseurs profitera aux consommateurs et stimulera l'innovation. La libéralisation totale, conformément à la directive (UE) 2019/944, vise à :

- Créer une pression concurrentielle obligeant les fournisseurs à optimiser leurs offres.
- Stimuler l'innovation (offres vertes, contrats dynamiques, services supplémentaires).
- Aligner l'Italie sur les marchés plus matures (Royaume-Uni, pays nordiques).

Mais plusieurs risques identifiés doivent être soulignés :

1. Une crise du marché de détail « à la britannique » : le Royaume-Uni a vu plus de 30 fournisseurs faire faillite en 2021-2022, incapables de faire face à l'extrême volatilité des prix de gros. En supprimant le filet de sécurité que constituent les tarifs réglementés, l'Italie expose les consommateurs au même risque.
2. Prix élevés et volatilité : les prix de gros italiens ont grimpé en flèche en 2022 en raison de la dépendance au gaz (l'Italie importe environ 40 % de son énergie) et des goulets d'étranglement du réseau.
3. Tarification zonale et inégalités régionales : l'Italie a introduit la tarification zonale en 2025 (en remplacement du PUN unique). Cela crée des écarts de prix entre les régions, pénalisant le sud (qui affiche un déficit) au profit du nord (qui affiche un excédent).
4. Complexité pour les consommateurs vulnérables : les ménages âgés ou à faibles revenus, peu familiarisés avec les marchés concurrentiels, risquent de se voir proposer des offres défavorables ou de rester passivement dans le service de protection.

La libéralisation italienne met à l'épreuve la capacité du marché à s'autoréguler dans un secteur essentiel. Si la concurrence permet effectivement d'obtenir des prix bas et d'encourager l'innovation, l'Italie validera le modèle libéral pur. Si elle reproduit les crises britanniques (faillites, flambées des prix), elle alimentera les critiques à l'égard du modèle et pourrait contraindre à un retour partiel à la régulation.

2.5. Pologne et Europe centrale et orientale : énergie nucléaire souveraine et garanties massives de l'État

Le programme nucléaire polonais : une architecture financière sans précédent

En novembre 2022, la Pologne a choisi la technologie Westinghouse AP1000 pour construire trois réacteurs sur le site de Lubiatowo-Kopalino en Poméranie (nord de la Pologne). Un accord de développement a été signé en mai 2023 entre Westinghouse, Bechtel et Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), une entité ad hoc détenue à 100 % par le Trésor polonais. Le coût total du projet est estimé entre 45 et 50 milliards d'euros pour trois réacteurs AP1000 (capacité totale ~3,7 GW).

En septembre 2024, le gouvernement polonais a notifié à la Commission européenne son intention de soutenir cet investissement par le biais d'un important programme d'aides d'État :

1. Injection de capitaux publics : environ 14 milliards d'euros, couvrant 30 % des coûts du projet.
2. Garanties d'État : couverture à 100 % de la dette contractée par PEJ pour financer le projet.
3. Contrat pour différence bidirectionnel (CfD) : garantissant la stabilité des revenus pendant toute la durée de vie de la centrale (initialement 60 ans, finalement réduite à 40 ans après négociations avec Bruxelles).

Validation européenne et conditions imposées

Le 8 décembre 2025, la Commission européenne a approuvé le programme d'aides d'État, concluant qu'il était conforme aux règles de l'UE. Selon la Commission : « Il s'agit de l'une des mesures d'aide d'État individuelles les plus importantes, sinon la plus importante, de l'histoire de l'Union européenne »¹⁷.

Toutefois, afin de garantir que l'aide soit appropriée, proportionnée et ne fausse pas indûment la concurrence, la Pologne a dû accepter plusieurs ajustements importants :

1. Réduction de la durée du contrat pour différence : de 60 ans initialement à 40 ans, alignée sur le cycle de remboursement de la dette.
2. Révision de la conception du contrat pour différence : garantir des incitations fortes pour que PEJ exploite la centrale de manière efficace et réponde aux signaux du marché. Le CfD révisé comprend :
 - L'intégration des marchés à long terme (PPA, contrats à terme) dans le système de règlement.
 - La possibilité d'ajuster la production de manière flexible, lorsque cela se justifie sur le plan économique et technique.
 - Mécanisme de partage des bénéfices exceptionnels : les bénéfices exceptionnels, lorsqu'ils se produisent, seront directement affectés au budget de l'État et financeront les dépenses publiques.
3. Obligation de vendre sur le marché libre : afin d'atténuer les risques de concentration du marché et d'éviter que les aides ne soient répercutées de manière opaque sur les consommateurs, la Pologne s'est engagée à vendre au moins 70 % de la production annuelle d'électricité de la centrale sur le marché libre de l'électricité (marchés *day-ahead*, *intraday* et à terme) pendant toute la durée de vie de la centrale. Les 30 % restants peuvent être vendus dans le cadre d'enchères organisées dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.
4. Indépendance juridique et fonctionnelle de PEJ : la Pologne s'est engagée à garantir l'indépendance juridique et fonctionnelle de PEJ par rapport aux autres grands opérateurs du marché polonais de l'électricité, afin d'éviter les conflits d'intérêts et les pratiques anticoncurrentielles.

Un modèle reproductible en Europe centrale et orientale ?

Le cas polonais illustre le retour d'un interventionnisme massif de l'État en faveur des infrastructures stratégiques de décarbonation. Plusieurs pays d'Europe centrale et de l'Est

¹⁷ Polskie Elektrownie Jądrowe, 'Green light from the European Commission for nuclear power in Poland', Communiqué de presse, 8 décembre 2025.

(République tchèque, Roumanie, Bulgarie et Slovaquie) envisagent eux aussi des programmes nucléaires assortis de garanties d'État.

Caractéristiques communes du modèle :

- L'État en tant que prêteur de dernier recours : capitaux publics directs (30 % en Pologne), garanties souveraines à 100 % sur la dette.
- Contrats de différence à très long terme (40 à 60 ans) pour garantir les revenus et permettre le financement bancaire.
- Conditions strictes : vente obligatoire sur le marché libre (minimum 70 %), mécanisme exceptionnel de partage des bénéfices, indépendance de l'opérateur.

Ce modèle marque une rupture avec la doctrine néolibérale des années 2000 : l'État s'engage directement dans des projets colossaux, assumant les risques de construction et d'exploitation que le secteur privé refuse de supporter seul. L'accord donné par Bruxelles crée un précédent : d'autres États peuvent désormais solliciter des aides d'État similaires pour des projets nucléaires, sous réserve du respect des conditions imposées par l'UE (limitation des aides, obligation de vente sur le marché libre, contrôle des effets anticoncurrentiels).

Marek Woszczyk, président du conseil d'administration de PEJ, a déclaré : « *La décision finale de la Commission d'approuver l'aide d'État – l'une des plus importantes, sinon la plus importante, aide individuelle de l'histoire de l'UE – dans ce délai et sous cette forme est un énorme succès pour la partie polonaise et un exemple de coopération exemplaire entre l'administration et une entreprise publique* »

2.6. Pays nordiques : défendre le marginalisme et la flexibilité grâce à la tarification

Nord Pool et la culture de marché

Les pays nordiques (Norvège, Suède, Finlande, Danemark) sont des pionniers de la libéralisation : Nord Pool a été créé en 1992, devenant le plus grand marché couplé d'Europe (plus de 1 000 TWh/an). Pendant trente ans, le modèle marginaliste a fonctionné de manière satisfaisante : les prix spot ont efficacement guidé les investissements (nouvelles centrales hydroélectriques, interconnexions Norvège-Danemark-Suède) et les consommateurs nordiques se sont progressivement adaptés à la volatilité grâce à des contrats flexibles, des équipements intelligents (chauffage modulaire) et une culture de marché bien établie¹⁸.

Caractéristiques du modèle :

¹⁸ Nordic Energy Research, 'Chapter 2: Understanding the Nordic electricity retail markets', Nordic Energy Cooperation Annual Report 2023, 2023.

- Mix énergétique déjà largement décarboné : hydroélectricité norvégienne, nucléaire finlandais (+ nouveau réacteur Olkiluoto 3 en 2023), éolien danois.
- Interconnexions denses : permettant des échanges massifs entre les pays (exportations d'hydroélectricité norvégienne vers la Suède/le Danemark, importations d'électricité nucléaire finlandaise depuis la Suède).
- Zones tarifaires multiples : la Suède compte quatre zones et la Norvège cinq, reflétant la congestion physique du réseau.
- Acceptation de la volatilité : les consommateurs nordiques, exposés aux prix spot ou aux contrats indexés, ajustent leur consommation en fonction des prix (chauffage électrique réglable, recharge des véhicules électriques pendant les heures creuses).

Opposition à l'intervention et défense des signaux-prix

Les pays nordiques ont été les plus virulents opposants aux appels français et espagnols en faveur d'une réforme radicale du marché en 2022-2023. Leur position repose sur l'argument selon lequel la volatilité n'est pas un dysfonctionnement, mais une caractéristique souhaitable qui envoie des signaux économiques essentiels :

- Signal d'efficacité opérationnelle : lorsque l'électricité est chère (forte demande, faible production renouvelable), les consommateurs et les producteurs doivent réagir en réduisant leur consommation ou en activant des capacités flexibles.
- Incitation à investir dans la flexibilité : la volatilité des prix encourage les investissements dans le stockage (batteries, pompage hydraulique), la réponse à la demande et les interconnexions.
- Éviter les distorsions : plafonner les prix ou découpler l'électricité et le gaz enverrait des signaux erronés, décourageant les investissements nécessaires à la transition.

Zones tarifaires : débat sur la segmentation optimale

La question de la segmentation des zones d'enchères (*bidding zones*) est cruciale pour les pays nordiques. La Suède, divisée en quatre zones depuis 2011, connaît des différences de prix considérables : en 2022-2023, la différence entre SE1 (Nord, avec un excédent d'énergie hydroélectrique) et SE4 (Sud, y compris Stockholm, avec un déficit) dépassait régulièrement 100 €/MWh¹⁹ :

- Les responsables politiques du sud réclament une nouvelle segmentation (création d'un plus grand nombre de zones afin d'affiner les prix locaux et de réduire les prix dans la zone SE4).

¹⁹ Loiacono, L., Rizzo, L., Stagnaro, C., 'Impact of bidding zone reconfigurations on electricity prices: Evidence from Sweden', Energy Economics, vol. 141, 2025.

- Les élus du nord souhaitent fusionner les zones (afin de diluer les prix élevés dans le sud et d'éviter que le nord ne subventionne le sud par le biais de prix bas).
- Les producteurs du nord bénéficient des prix bas dans la zone SE1, ce qui réduit leurs revenus, tandis que les producteurs du sud profitent des prix élevés.

La Commission européenne mandate l'ACER pour réviser périodiquement les zones, mais chaque révision donne lieu à un conflit distributif dans lequel des revenus considérables sont répartis entre les territoires.

Les pays nordiques ont accepté à contrecœur la généralisation des CfD pour les nouveaux investissements, y voyant un mal nécessaire pour parvenir à un consensus européen. Mais ils refusent catégoriquement :

- L'extension des CfD aux actifs existants (comme le demandent la France et l'Espagne).
- Les mécanismes de plafonnement permanent des prix spot.
- La création de marchés séparés par technologie (nucléaire, énergies renouvelables, gaz).

Ils continuent de privilégier un interventionnisme minimal : des filets de sécurité sociale très ciblés (aide aux 10 à 15 % des ménages les plus pauvres), des tarifs réglementés pour les consommateurs vulnérables, mais pas de tarifs réglementés permanents ni de mécanismes de redistribution universels.

3. Tensions structurelles et perspectives

3.1. Prix du marché contre prix politiques : philosophies de la régulation

Une fracture idéologique majeure traverse l'Europe sur la question de la légitimité de la volatilité des prix.

Point de vue nordique : la volatilité comme vertu. Les pays nordiques affirment que la volatilité des prix envoie des signaux économiques essentiels : lorsque l'électricité est chère, les consommateurs et les producteurs doivent réagir. Cette philosophie s'appuie sur trente ans d'expérience positive avec le modèle de tarification marginaliste. Les consommateurs nordiques se sont adaptés grâce à des contrats flexibles et des équipements intelligents.

Vision de l'Europe du Sud : la volatilité comme dysfonctionnement. Les pays du Sud (Espagne, Portugal, Italie, Grèce) et la France perçoivent l'extrême volatilité de 2021-2023 comme un dysfonctionnement inacceptable créant une insécurité énergétique, une désindustrialisation et une division sociale. Dans cette perspective, la stabilité des prix est un bien public que l'État doit préserver. Les prix de l'électricité, qui touchent tous les citoyens et toutes les entreprises, ne peuvent être laissés uniquement à la logique de l'offre et de la demande à court terme.

Cette divergence se reflète dans des choix institutionnels opposés : les pays nordiques rejettent toute tarification réglementée permanente et limitent les interventions à des filets de sécurité sociale ciblés ; le Sud et la France maintiennent des tarifs réglementés ou des mécanismes de redistribution universels (VNU français, boucliers espagnols).

3.2. Compétitivité industrielle contre discipline budgétaire

Comment concilier la préservation de la base industrielle européenne face aux subventions américaines et chinoises avec la viabilité budgétaire des États membres ?

L'Allemagne a opté pour la compétitivité, mobilisant près de 30 milliards d'euros en trois ans pour subventionner les prix industriels. La France cherche un juste milieu en socialisant les rentes nucléaires via le VNU plutôt qu'en créant une subvention budgétaire directe. La Pologne adopte une approche très interventionniste (injection de capital de 14 milliards d'euros, garanties de dette à 100 %) pour l'énergie nucléaire.

Mais les pays dont les marges budgétaires sont étroites (Italie, Espagne, PECO) craignent une fragmentation destructrice du marché intérieur : si chaque État verse des montants différents de subventions, les investissements se concentreront dans les pays les plus généreux, créant une course aux aides qui pourrait être préjudiciable à tous²⁰.

3.3. Investissements de transition contre justice sociale

La transition énergétique nécessite des investissements massifs : la Commission européenne estime que 380 à 400 milliards d'euros par an seront nécessaires d'ici 2030 pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de 55 %. Comment financer cette augmentation sans aggraver les inégalités sociales ?

Des prix de l'électricité durablement plus élevés seraient justifiés sur le plan économique (ils reflètent le coût réel de la décarbonation et encouragent les investissements d'adaptation), mais politiquement explosifs. D'où le recours à des plafonds de prix temporaires (coût cumulé de plus de 600 milliards d'euros en Europe en 2021-2023), à des tarifs réglementés et à des mécanismes de redistribution tels que le VNU français ou les enchères italiennes.

Mais à long terme, ces transferts budgétaires sont-ils viables ? Faut-il accepter des hausses de prix pour certaines catégories de la population, au risque de créer des divisions sociales ? Cette tension entre efficacité économique et équité distributive traverse tous les débats nationaux.

4. Vers quel type de marché européen de l'électricité ?

La réforme du marché en 2024 marque une étape décisive, mais non définitive, dans l'évolution du modèle énergétique européen. Elle confirme l'épuisement du paradigme néolibéral des années 1990,

²⁰ Pisani-Ferry, J., Tagliapietra, S. 'An investment strategy to keep the European Green Deal on track', Bruegel Policy Brief, décembre 2024.

fondé sur la conviction que la libéralisation et la concurrence suffiraient à organiser efficacement le secteur de l'électricité. Le retour massif de l'État – en tant que financeur (CfD, garanties), régulateur (VNU français, prix industriels allemands) et planificateur – reflète une prise de conscience croissante que la transition énergétique ne peut être réalisée par le seul marché.

Mais cette repolitisation de l'énergie ouvre également un risque majeur de fragmentation. Si chaque État membre interprète le cadre européen en fonction de ses intérêts immédiats, multipliant les interventions nationales (subventions industrielles, taxes sur les rentes, tarifs réglementés), le marché intérieur pourrait se dissoudre en un *patchwork* de régimes mal coordonnés. Les gagnants seraient les pays les plus riches ou les plus influents (Allemagne, France, pays nordiques), tandis que les pays du Sud et de l'Est auraient moins de marge de manœuvre.

4.1. Deux scénarios polaires à l'horizon

Scénario 1 : harmonisation par convergence douce. Les contrats bidirectionnels pour différence semblent être un outil quasi universel pour soutenir les investissements à faible intensité de carbone, créant progressivement une base commune pour les pratiques. Les différences nationales (prix d'exercice, durée des contrats, mécanismes de redistribution) subsistent, mais s'inscrivent dans un cadre cohérent.

Une coordination minimale du soutien à l'industrie, sous l'égide de la Commission et de la BEI, contribue à éviter une course destructrice aux subventions. Les instruments européens (fonds structurels, garanties de la BEI) sont renforcés afin de mutualiser les risques et de soutenir les États dont les marges budgétaires sont serrées.

Scénario 2 : fragmentation et renationalisation. Les différences nationales s'accroissent, chaque État membre adaptant les règles européennes pour protéger ses intérêts immédiats. L'Allemagne et les pays riches augmentent les subventions industrielles, obligeant leurs voisins à réagir dans une course aux aides. Les pays du Sud et de l'Est, incapables de suivre financièrement, voient leurs industries se délocaliser vers le Nord. Le marché intérieur de l'électricité reste formellement en place (couplage des marchés spot), mais son efficacité est érodée par une prolifération d'interventions nationales désordonnées. La promesse d'un marché unique efficace, pilier du projet européen depuis les années 1990, s'estompe au profit d'une mosaïque de régimes nationaux mal coordonnés.

4.2. Trois leviers pour éviter la fragmentation

Pour éviter le risque de fragmentation, trois leviers pourraient être activés :

1. Harmonisation minimale des aides à l'industrie : la Commission et le Conseil doivent atténuer la course aux subventions. Si le cadre des aides d'État pour un pacte industriel propre (CISAF) adopté en juin 2025 fournit une base juridique pour les aides au fonctionnement des industries à forte intensité électrique, il ne prévoit pas de mécanismes explicites pour empêcher une concurrence fiscale destructrice entre les États membres. Afin d'atténuer cette disparité, la Commission devrait surveiller et publier l'intensité comparative des subventions par secteur et par

pays dans le cadre du CISAF, et relier les instruments complémentaires (FCE, garanties de la BEI) afin de réguler les distorsions.

2. Partage des risques via des instruments financiers européens : le Fonds européen pour la compétitivité (ECF), actuellement en cours de négociation dans le cadre du prochain cadre financier pluriannuel 2028-2034, devrait fournir des garanties pour les CfD et les PPA. Cependant, la question politique cruciale est celle de l'adéquation de l'échelle. Les négociateurs devraient veiller à ce que les allocations de garanties soient suffisantes pour éviter une transition à deux vitesses, avec des pays riches en capitaux déployant rapidement des CfD et des pays soumis à des contraintes financières rationnant leurs investissements en raison de limites budgétaires. Le programme pilote 2025 de la Banque européenne d'investissement pour les garanties de PPA d'entreprise (lancé pour accélérer les PPA renouvelables parmi les PME et les entreprises de taille intermédiaire dans toute l'UE) fournit une « preuve de concept », montrant que les instruments de garantie réduisent efficacement les risques pour les intermédiaires et débloquent les fonds privés, et il devrait être étendu.

3. Amélioration de la coordination des politiques énergétiques : la transition énergétique nécessite des investissements coordonnés au-delà des frontières – le déploiement des énergies renouvelables, le renforcement des réseaux, les infrastructures hydrogènes et la gestion de la demande ne peuvent être menés de manière optimale par 27 pays isolés. Le paquet « Réseaux » récemment proposé par l'UE tente d'institutionnaliser cette coordination par le biais d'une planification transfrontalière obligatoire des réseaux, mais il s'est jusqu'à présent heurté à l'opposition de plusieurs États membres. Au-delà des questions environnementales, le contexte international exige cette coordination renforcée dans une perspective de souveraineté et d'efficacité économique.

La réforme de 2024 a créé l'architecture. Il ne reste plus qu'à construire la maison commune – ou à accepter une Europe fragmentée où chacun construit son propre pavillon isolé. Les années 2025-2026, période de transposition nationale des directives et de premiers retours d'expérience sur les dispositifs français VNU, allemand Strompreispaket et polonais CfD, seront décisives pour déterminer la voie que prendra l'Europe.

Patrice Geoffron