



**DE L'AMBITION À L'ACCORD :
COMMENT LE PAQUET SUR LES
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE L'UE
PEUT RÉUSSIR ?**

European Macro Policy Network

Ce rapport a été rédigé par Mediha Inan (Dezernat Zukunft), Asker Voldsgaard (Center for Makrofinans) et Janek Steitz (Dezernat Zukunft)

Il est le fruit d'un travail collaboratif auquel ont contribué Arena Idé, les équipes de l'Institut Avant-Garde, de l'Instituut voor Publieke Economie et du Finnish Centre for New Economic Analysis .

SOMMAIRE

Auteurs	2
Sommaire	4
RÉSUMÉ.....	7
RECOMMANDATIONS	9
INTRODUCTION.....	10
CHAPITRE 1 – BRÈVE PRESENTATION DU PAQUET EUROPEEN SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES (<i>EU GRIDS PACKAGE</i>).....	13
1. Planification	14
2. Revenus de congestion.....	14
3. Autorisations (<i>permitting</i>).....	15
4. Financement.....	16
CHAPITRE 2 : SUR QUELS POINTS LES PAYS S’ACCORDENT-ILS PRINCIPALEMENT ?	17
1. Des investissements supplémentaires dans les réseaux sont nécessaires	17
2. L’accélération des procédures d’autorisation est une priorité partagée.....	17
3. Le renforcement de la sécurité énergétique est une préoccupation partagée.....	18
4. Un renforcement du cofinancement européen est accepté en principe	19

CHAPITRE 3 - OÙ SE SITUENT LES DESACCORDS ET LES PRINCIPAUX POINTS DE TENSION ? 20

1. Gouvernance de la planification : qui définit le scénario ?	20
1.1 Désaccords des États membres	21
1.2 Deux types de critiques	21
1.3 Pays favorables à un rôle fort de la Commission.....	22
2. Revenus de congestion : qui contrôle les recettes générées ?	23
2.1 Une opposition massive de certains États membres	23
2.2 Positions des autres États membres	24
2.3 Soutiens limités.....	24
3. Répartition des coûts : qui supporte combien ?	24
4. Autorisations : accélération par tous les moyens ?	29
5. Financement : comment payer l'expansion des réseaux ?	30
6. Intérêts divergents : un aperçu.....	32

Chapitre 4 – CINQ COMPROMIS POUR DEBLOQUER LE PAQUET..... 34

1. Gouvernance de la planification : donner de la légitimité au processus de scénarisation, pas un droit de veto	34
2. Revenus de congestion : isoler d'abord les revenus de congestion domestiques	36
3. Allocation des coûts : élargir le périmètre de partage des coûts et encourager une répartition plus équitable	37
4. Autorisations : calibrer les procédures d'autorisation sans affaiblir les garanties	39
5. Financement : déployer les fonds de manière plus catalytique.....	41
Bibliographie	44

Le déficit d'infrastructures de réseau en Europe est devenu une vulnérabilité stratégique. Un système énergétique européen solide et interconnecté constitue le moyen le plus rentable d'accroître la part des énergies renouvelables et de l'électrification sur le continent, réduisant ainsi les importations de combustibles fossiles et les prix de l'énergie. Pourtant, près de la moitié des besoins de capacité électrique transfrontalière de l'Union européenne à l'horizon 2030 restent non satisfaits.

Le paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package) est la tentative de la Commission pour débloquer les investissements dans les réseaux. Lancé en décembre 2025, il vise à accélérer les procédures d'autorisation, à orienter la planification des infrastructures vers un pilotage au niveau de l'UE, à imposer une répartition des coûts transfrontaliers proportionnelle aux bénéfices, et à obliger les gestionnaires de réseaux de transport (TSO) à consacrer 25 % des revenus de congestion à des projets transfrontaliers européens — une disposition qui revient en pratique à rediriger des revenus souvent générés au niveau national vers des infrastructures transfrontalières.

Les États membres s'accordent globalement sur la direction à suivre, mais des désaccords persistent. Si la nécessité stratégique d'étendre les réseaux fait largement consensus, les divergences sur la planification des infrastructures, les revenus de congestion et le partage des coûts reflètent l'existence de quatre coalitions nationales structurellement distinctes. Les pays de transit (par exemple la France et l'Autriche) supportent les coûts domestiques liés aux flux transfrontaliers et demandent une compensation. Les pays importateurs à prix moyens à élevés (comme l'Allemagne et la Pologne) anticipent des importations d'électricité moins coûteuses. Les pays exportateurs à prix faibles à intermédiaires (comme la Suède et la Finlande) redoutent une hausse des prix due à une interconnexion accrue. Enfin, les pays importateurs à prix faibles à intermédiaires (comme le Danemark et la Belgique) soutiennent l'intégration, certains anticipant même une évolution vers un statut d'exportateur net.

Un compromis est à portée de main mais nécessite des concessions de toutes les parties. Le compromis proposé par la présidence chypriote va dans la bonne direction, mais ne répond pas pleinement aux préoccupations de répartition plus profondes à l'origine des oppositions. Un scénario central co-construit avec des analyses de sensibilité obligatoires, une exclusion significative des revenus de congestion générés au niveau domestique, un élargissement du partage des coûts et de l'éligibilité au CEF-E, ainsi que des règles d'autorisation qui n'échangent pas la rapidité contre une incertitude juridique : telles sont les conditions d'un accord viable.

RECOMMANDATIONS

Répondre aux lignes rouges des États membres et créer une marge de compromis :

Recommandation n°1 : Renforcer la légitimité procédurale du scénario central. Le scénario central devrait rester un acte délégué, mais être élaboré dans le cadre d'un processus transparent et co-construit, avec une analyse de sensibilité obligatoire. Les appels d'offres de substitution lancés par la Commission ne devraient s'appliquer que lorsque les États membres se sont déjà accordés sur le principe, mais que la mise en œuvre est bloquée par des contraintes de maturité ou de financement.

Recommandation n°2 : Exclure les revenus de congestion domestiques. L'affectation obligatoire ne devrait s'appliquer qu'aux revenus de congestion transfrontaliers, avec un usage international limité des fonds uniquement lorsqu'une répartition transfrontalière des coûts (CBCA) démontre un bénéfice significatif pour le pays concerné. Les États membres atteignant l'objectif européen d'interconnexion devraient conserver une pleine marge de manœuvre. Cela éviterait également de créer un effet dissuasif à l'égard de la réforme des zones de marché (« bidding zones »), risque que la règle proposée pourrait introduire.

Recommandation n°3 : Étendre le partage des coûts aux renforcements des réseaux domestiques induits par le transit. Les coûts des réseaux nationaux liés aux flux transfrontaliers devraient pouvoir être éligibles à une CBCA via un mécanisme d'évaluation dédié. Des dispositifs d'amortissement et des orientations sur les mécanismes fiscaux peuvent améliorer les effets distributifs.

Recommandation n°4 : Ajuster les procédures d'autorisation sans affaiblir les garanties. L'approbation tacite ne devrait s'appliquer que lorsque le droit national le permet. Les calendriers des projets transfrontaliers devraient être harmonisés entre les États membres.

Recommandation n°5 : Déployer d'abord le financement public et mieux le cibler. Étendre le financement du MIE-Énergie (CEF-E) aux renforcements domestiques induits par le transit et orienter les financements vers les projets présentant des profils coûts-bénéfices asymétriques entre participants, les projets groupés et les projets ayant d'importants effets de débordement vers des pays tiers. Mobiliser la BEI et les banques nationales de développement avant de recourir par défaut à des montages privés plus coûteux.

INTRODUCTION

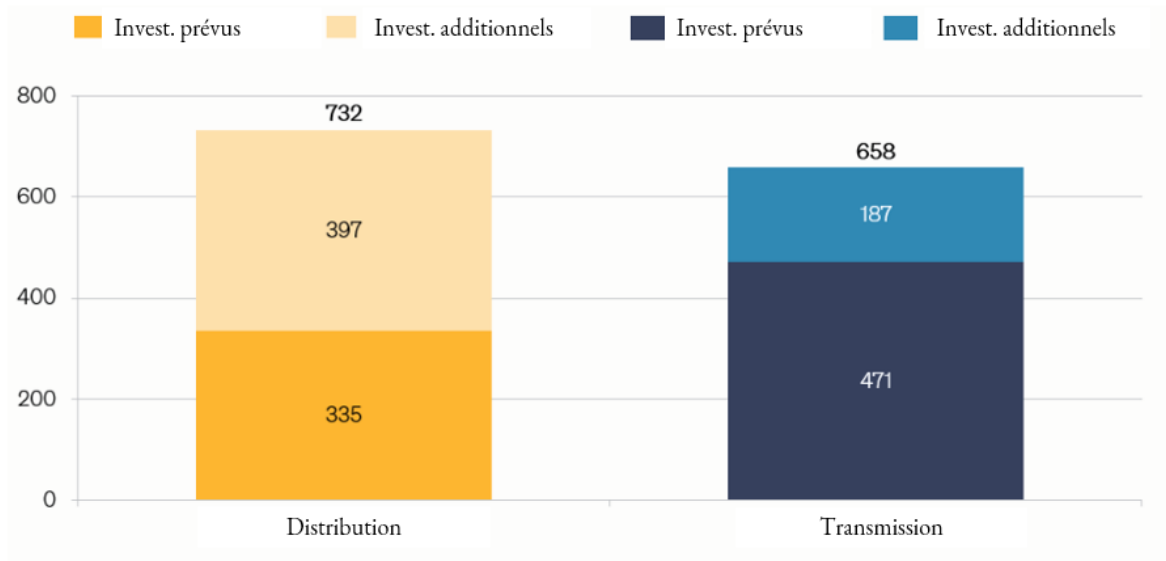
Le réseau électrique européen se situe à l'intersection de trois impératifs convergents : la transition, la compétitivité et la sécurité. Atteindre les objectifs de l'Union européenne en matière d'énergies renouvelables et d'électrification pour 2030 et 2040 nécessite environ 1 400 milliards d'euros d'investissements dans les réseaux afin de mobiliser des sources d'énergie complémentaires et d'éviter des limitations de production. Pourtant, près de la moitié des besoins de capacité électrique transfrontalière de l'UE à l'horizon 2030 restent non satisfaits (Finesso et al., 2025).

Ce déficit met non seulement en péril les objectifs climatiques de l'UE, mais contribue également à des prix élevés de l'énergie et à une dépendance persistante aux combustibles fossiles.

Une interconnexion plus poussée et une planification des infrastructures mieux coordonnée pourraient permettre à l'Europe d'économiser plus de 560 milliards d'euros entre 2030 et 2050 (Fraunhofer IEG et al., 2025). Un système énergétique solide et interconnecté constitue une condition préalable pour augmenter significativement la part des énergies renouvelables et de l'électrification en Europe — et ainsi réduire les importations de combustibles fossiles (Commission européenne, 2025a).

La guerre en Iran et les perturbations qu'elle a entraînées sur les marchés énergétiques mondiaux rappellent clairement que tant que l'Europe restera dépendante des hydrocarbures importés, les crises géopolitiques se traduiront par des crises économiques sur son territoire.

Figure 1 - Un écart important : Investissements prévus dans l'UE-27 et besoins supplémentaires en infrastructures électriques, 2024-2040 (en Mds d'€)



Sources : Commission européenne (2025).

Dans ce contexte, la Commission européenne a lancé son **paquet sur les réseaux (EU Grids Package)** le 10 décembre 2025, décrivant les réseaux comme la « colonne vertébrale du système énergétique européen » (Commission européenne, 2025b). Ce paquet vise à combler le déficit d'infrastructures en centralisant la planification, en accélérant les procédures d'autorisation et en harmonisant les mécanismes de compensation et de financement entre les États membres (EM). Il traite à la fois du déficit de réseaux domestiques au sein des pays et du manque d'interconnexions transfrontalières entre eux. Ce déficit est considérable : sur les 88 GW de capacités électriques transfrontalières nécessaires d'ici 2030, 41 GW restent à développer, et ce manque pourrait atteindre 108 GW d'ici 2040 (Commission européenne, 2025c).

Cependant, transformer une ambition stratégique partagée en action coordonnée reste fortement contesté — en particulier lorsque les intérêts nationaux, les préoccupations de souveraineté et les profils énergétiques divergents s'opposent au sein du Conseil. Comme le montrent les débats entre États membres analysés dans ce document, la question n'est pas de savoir si l'Europe a besoin d'un réseau plus intégré — sur ce point, il existe un large consensus — mais si le paquet sur les réseaux crée les conditions et les incitations adéquates pour que les États membres soutiennent activement son développement. L'alignement des intérêts nationaux divergents avec l'objectif d'intégration au niveau européen constitue l'enjeu politique central des négociations.

La résolution de ces difficultés de négociation est au cœur de cette étude. Celle-ci soutient que le paquet sur les réseaux a peu de chances d'être adopté avant la fin de 2026 sans répondre à un ensemble de questions profondément controversées : qui contrôle la planification des infrastructures et dans

quelle mesure l'Union peut légitimement exercer un pouvoir de pilotage ; comment les coûts et les bénéfices de l'intégration transfrontalière sont répartis entre les États membres ; et si les mécanismes de financement créent de véritables incitations. Les réactions nationales à la proposition révèlent des tensions qui vont bien au-delà de simples désaccords techniques : elles sont fondamentalement politiques. Toute solution viable suppose donc un compromis politique capable de prendre en compte ces intérêts nationaux divergents face à une intégration accrue du système énergétique.

Les chapitres suivants identifient les marges de compromis possibles ainsi que les points de blocage du texte actuel. Pour étayer cette analyse, nous nous appuyons sur une collaboration étroite avec les institutions partenaires du **European Macro Policy Network (EMPN)** au Danemark, en Finlande, en France, en Allemagne, aux Pays-Bas et en Suède. Ensemble, elles reflètent des composantes essentielles de la diversité du paysage énergétique européen, en termes de niveaux de prix de l'électricité, de part des énergies renouvelables, de capacités d'exportation et d'exposition aux coûts transfrontaliers. Leurs contributions sont complétées par une analyse documentaire couvrant l'ensemble des États membres ainsi que le cadre plus large des politiques énergétiques, incluant l'étude de la session publique du Conseil « Transports, télécommunications et énergie » (TTE) du 16 mars 2026.

L'étude est structurée comme suit : le chapitre 1 présente les principales dispositions du paquet sur les réseaux ; le chapitre 2 identifie les domaines de consensus entre les États membres ; le chapitre 3 analyse les principaux désaccords et points de friction ; et le chapitre 4 propose des pistes de solution.

CHAPITRE 1 – BRÈVE PRÉSENTATION DU PAQUET EUROPEEN SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES (*EU GRIDS PACKAGE*)

Le paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package) vise à permettre la mise en place d'un système énergétique efficace en termes de coûts, compétitif et sécurisé à l'échelle de l'Union européenne. Il comprend cinq éléments, dont les trois premiers sont des instruments législatifs et les deux derniers des documents d'orientation non contraignants :

- Une proposition de révision du règlement sur [les réseaux transeuropéens d'énergie](#) (TEN-E), qui définit le cadre de la planification des infrastructures énergétiques transfrontalières, de la sélection des projets, des procédures d'autorisation et du partage des coûts entre les États membres (Commission européenne, 2025c) ;
- Une proposition de [directive visant à accélérer les procédures d'octroi des autorisations](#), modifiant la directive sur les énergies renouvelables, la directive sur le marché de l'électricité et la directive sur le marché du gaz, afin de simplifier et de raccourcir les procédures d'autorisation dans l'ensemble des États membres (Commission européenne, 2025d) ;
- L'initiative « [Energy Highways](#) », qui identifie des corridors transfrontaliers prioritaires bénéficiant d'un soutien financier accéléré, couvrant les interconnexions électriques, l'éolien en mer, la résilience du gaz, le transport d'hydrogène et la stabilité des prix en Europe du Sud-Est (Commission européenne, 2025e) ;
- Un document d'orientation non contraignant sur [les raccordements efficaces aux réseaux](#), introduisant le principe du « premier prêt, premier servi » afin de simplifier l'accès et de réduire les délais de raccordement des nouvelles capacités de production (Commission européenne, 2025f) ;
- Un document d'orientation non contraignant sur [les contrats pour différence symétriques](#), fournissant un cadre de conception commun pour renforcer la sécurité des investissements des producteurs d'énergies renouvelables dans l'Union européenne (Commission européenne, 2025g).

Si les documents d'orientation non contraignants suscitent peu de préoccupations politiques, la révision du règlement TEN-E s'est révélée bien plus controversée. Quatre aspects structurent en particulier le débat politique : qui contrôle la planification des infrastructures, si l'UE peut déterminer la manière dont les gestionnaires de réseaux de transport (TSO) utilisent les revenus de congestion, qui supporte les coûts du développement des infrastructures, et si l'UE peut passer outre les décisions nationales en matière d'autorisation.

1. Planification

Constatant que la planification fragmentée, ascendante (« bottom-up »), a conduit à des priorités d'investissement distinctes et parfois mal alignées entre les États membres, la Commission (2025c) propose de jouer un rôle plus important dans la planification centrale. Sur la base de la révision du TEN-E, elle serait habilitée à élaborer un scénario central, intersectoriel, couvrant l'électricité, l'hydrogène et le gaz sur un cycle de quatre ans (art. 11). Ce scénario deviendrait alors la référence pour l'évaluation des besoins, les analyses coûts-bénéfices et la sélection des projets PCI/PMI (art. 12 et 14), tandis que les États membres, les TSO et les réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSOs) fourniraient leurs contributions à la Commission.

Lorsque la Commission identifie des lacunes en matière d'infrastructures qui ne sont pas couvertes par les projets existants, elle pourrait lancer un processus dit de « comblement des lacunes » (« gap-filling »). En l'absence de propositions adaptées, ce mécanisme pourrait, en dernier ressort, permettre à la Commission de lancer directement des appels d'offres pour la construction d'interconnexions — sans nécessiter l'accord des États membres concernés (art. 12 et 13). Dans l'ensemble, cela marque un passage d'une logique ascendante du TYNDP à une approche descendante (« top-down ») pilotée par l'UE.

2. Revenus de congestion

Afin de mobiliser des financements supplémentaires pour les projets d'interconnexion en retard par rapport à leurs objectifs, la Commission (2025c) propose une disposition supplémentaire pour les TSO dans l'article 19 de la révision du TEN-E. Ceux-ci seraient tenus de consacrer 25 % de leurs revenus totaux de congestion à des investissements dans des projets inscrits sur la liste de l'Union visant à réduire les congestions des interconnexions.

Toutefois, la proposition ne précise pas si ces fonds doivent être utilisés aux frontières de l'État membre concerné ou n'importe où dans l'Union. Les revenus ainsi réservés seraient placés sur un compte distinct jusqu'à leur utilisation ou jusqu'à ce qu'il soit démontré qu'aucune capacité transfrontalière supplémentaire n'est nécessaire. Notamment, les conditions d'utilisation de ces

fonds seraient précisées ultérieurement par la Commission via un acte délégué. En pratique, cette disposition revient à transférer le contrôle des revenus des TSO à la Commission.

Partage des coûts

Les infrastructures énergétiques transfrontalières génèrent des bénéfices qui dépassent largement le pays qui les accueille ou les finance, mais les cadres actuels ne garantissent pas suffisamment que les pays bénéficiaires contribuent à leur coût. La Commission (2025c) propose donc de réviser le cadre de répartition des coûts transfrontaliers (CBCA) afin d'y intégrer plus clairement le principe du « bénéficiaire-payeur ».

Selon ces règles révisées, les coûts seraient répartis proportionnellement aux bénéfices reçus, avec un seuil de 10 % de bénéfices déclenchant une participation obligatoire à un projet (art. 17). Les accords doivent être conclus ex ante, et le regroupement de projets permet d'évaluer conjointement plusieurs projets figurant sur la liste de l'Union — y compris des infrastructures domestiques (« lignes internes ») (art. 17–18).

L'éligibilité aux financements du mécanisme pour l'interconnexion en Europe – énergie (CEF-E), au titre de l'article 21, repose sur trois conditions :

- L'existence d'externalités positives démontrées,
- Une décision préalable de répartition des coûts conformément à l'article 17,
- L'incapacité à attirer des financements de marché lorsque le projet n'est pas économiquement viable.

3. Autorisations (*permitting*)

Considérant que la lenteur des procédures d'autorisation demeure l'un des principaux obstacles au déploiement des infrastructures, la révision du TEN-E introduit un mécanisme d'approbation tacite selon lequel un projet est réputé approuvé si une autorité nationale ne répond pas dans un délai défini (Commission européenne, 2025c). Les délais cibles sont fixés à un maximum de deux ans pour la plupart des projets et à trois ans pour les cas les plus complexes (art. 10).

Les projets inscrits sur la liste de l'Union — qui comprend actuellement 235 projets d'intérêt commun (PCI) et projets d'intérêt mutuel (PMI) (Commission européenne, 2025h) — bénéficient en outre d'évaluations environnementales simplifiées (art. 7), de procédures de reporting consolidées (art. 9) et de règles plus claires en phase de pré-demande (art. 10). Cette révision du TEN-E est complétée par la directive proposée sur les autorisations (Commission européenne, 2025d), qui étend les mesures de simplification à l'ensemble du secteur des infrastructures énergétiques, y compris les

réseaux domestiques, le stockage et les énergies renouvelables au-delà des seuls projets inscrits sur la liste de l'Union.

4. Financement

Bien que le paquet sur les réseaux ne traite pas directement du financement, la Commission (2025i) a introduit deux instruments qui en structurent le cadre global d'investissement.

Premièrement, elle propose de multiplier par cinq le budget du mécanisme pour l'interconnexion en Europe – énergie (CEF-E), passant de 5,84 milliards d'euros (2021–2027) à 29,9 milliards d'euros (2028–2034) dans le prochain cadre financier pluriannuel (CFP).

Deuxièmement, dans le cadre de la stratégie d'investissement pour l'énergie propre (Clean Energy Investment Strategy – CEIS), publiée en mars 2026, la Commission (2026) prévoit de mobiliser la Banque européenne d'investissement (BEI), qui devrait déployer 75 milliards d'euros sur trois ans pour les investissements dans les infrastructures énergétiques. Ces financements seraient distribués via des plateformes en fonds propres, des dispositifs de titrisation, des obligations hybrides et des prêts intermédiés.

Dans la mesure où les coûts des investissements initiaux non couverts par les subventions du CEF-E seront répercutés via les tarifs de réseau — donc supportés par les consommateurs et les utilisateurs du réseau — les implications financières du paquet sur les réseaux sont particulièrement sensibles pour les États membres, comme l'expose le chapitre 4.

CHAPITRE 2 : SUR QUELS POINTS LES PAYS S'ACCORDENT-ILS PRINCIPALEMENT ?

Malgré les désaccords importants examinés dans le chapitre suivant, le paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package) est généralement considéré comme une initiative nécessaire et opportune. Le Conseil TTE de mars 2026 a confirmé que les États membres partagent une vision commune quant à l'orientation générale du paquet, même s'ils divergent fortement sur certaines de ses dispositions spécifiques. À ce titre, on peut identifier quatre grands domaines d'accord :

1. Des investissements supplémentaires dans les réseaux sont nécessaires

Les prix de l'électricité dans l'Union européenne restent environ deux fois plus élevés que ceux observés aux États-Unis et en Chine, et les écarts de prix au sein même de l'UE sont importants — l'Europe centrale et orientale (CEE) étant structurellement confrontée à des prix plus élevés en raison d'un accès insuffisant aux marchés d'électricité d'Europe occidentale (Eurostat, 2026).

La Roumanie a évoqué 4,2 milliards d'euros de coûts totaux liés à la congestion ; la Croatie a souligné que même les pays bien interconnectés et disposant d'une forte part d'énergies renouvelables continuent de faire face à des prix spot élevés (Conseil TTE, 2026). Dans le même temps, les régions du nord riches en vent et celles du sud bénéficiant d'un fort ensoleillement pourraient tirer profit d'un meilleur équilibrage transfrontalier (Roth et al., 2026, voir figure 2).

Si les États membres diffèrent quant au niveau souhaitable d'interconnexion supplémentaire et aux conditions associées, aucun ne remet en cause le principe fondamental selon lequel les réseaux européens doivent être étendus et modernisés. La Grèce est même allée jusqu'à qualifier un marché européen commun de l'énergie de « nécessité » (Conseil TTE, 2026).

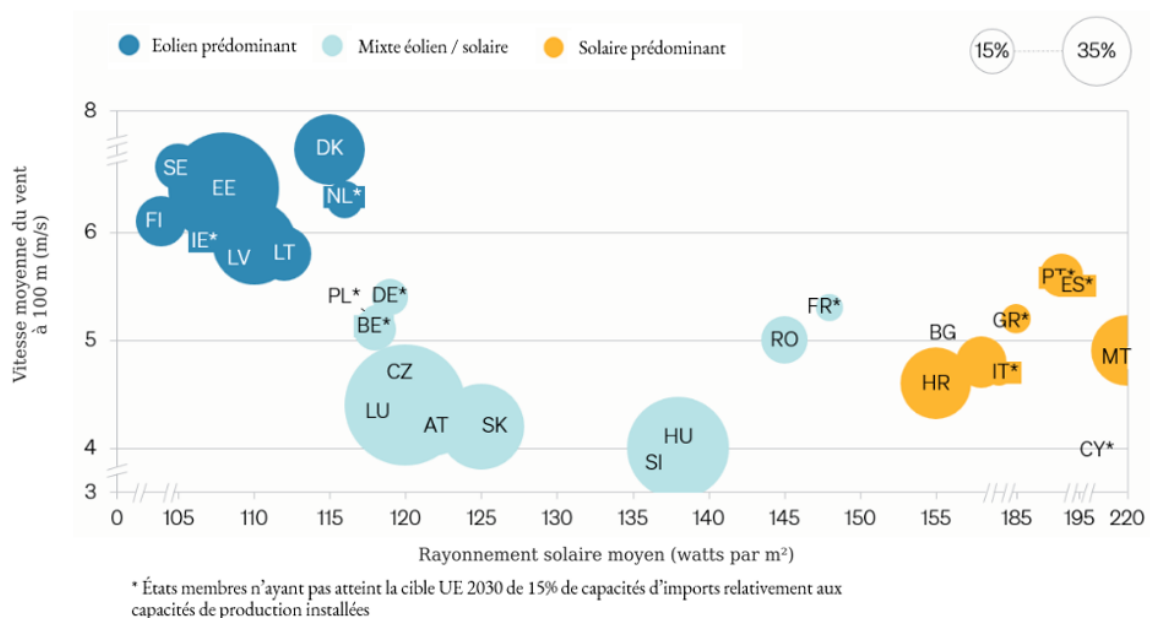
2. L'accélération des procédures d'autorisation est une priorité partagée

La lenteur des procédures d'autorisation a été identifiée par l'ensemble du Conseil (2026) comme une contrainte majeure au déploiement des infrastructures. À ce titre, l'Allemagne a indiqué que la

planification des infrastructures de réseau prend entre sept et neuf ans, contre environ deux ans pour les projets d'énergies renouvelables.

Cela contribue à des coûts de *redispatch* d'environ 3 milliards d'euros par an en Allemagne, les producteurs d'énergies renouvelables du nord étant contraints de réduire leur production tandis que les centrales du sud augmentent la leur. Il existe un large consensus sur le fait que l'objectif du paquet — réduire les délais et simplifier les procédures — va dans la bonne direction, même si les États membres divergent sur les modalités concrètes de mise en œuvre, notamment en ce qui concerne l'approbation tacite, les garanties environnementales et l'équilibre entre délais fixés au niveau européen et flexibilité procédurale nationale.

Figure 2 - Unis par la complémentarité. Variations de l'éolien et du solaire dans les États membres de l'UE et taux d'interconnexion



Source : Bruegel (2026), EU Commission (2026)

3. Le renforcement de la sécurité énergétique est une préoccupation partagée

Dans l'ensemble, les États membres accueillent favorablement le fait que la Commission ait rendu les investissements visant à renforcer la résilience des infrastructures éligibles au financement du mécanisme pour l'interconnexion en Europe – énergie (CEF-E). Pour les États membres baltes et nordiques, les récents actes de sabotage d'infrastructures en mer Baltique ont fait de la résilience une priorité majeure, largement déterminée par leur exposition géopolitique.

Pour les États membres périphériques et insulaires comme Malte, l'Irlande et Chypre, la sécurité énergétique est avant tout une question de connectivité de base. Les États membres plus grands et plus intégrés, comme l'Allemagne et les Pays-Bas, envisagent la sécurité énergétique dans une perspective systémique : comme un moyen de gérer les périodes de faible production renouvelable (Dunkelflaute) ou de réduire la dépendance résiduelle aux combustibles fossiles.

En termes simples, l'accès aux abondantes ressources éoliennes, solaires et hydrauliques présentes dans certaines régions d'Europe constitue un facteur de convergence entre les États membres et contribue à réduire leur forte dépendance aux importations d'énergie.

4. Un renforcement du cofinancement européen est accepté en principe

L'augmentation proposée du budget du mécanisme pour l'interconnexion en Europe – énergie (CEF-E), multiplié par cinq, est globalement bien accueillie, et aucun État membre ne s'est opposé au principe d'un cofinancement européen pour les infrastructures présentant des bénéfices transfrontaliers. Lors du Conseil (2026), la République tchèque a appelé à des appels à projets CEF-E annuels, tandis que la Finlande a qualifié le CEF-E d'« excellent outil » pour faciliter les investissements transfrontaliers (Conseil TTE, 2026).

Dans le même temps, les États membres soulignent qu'un renforcement du financement doit aller de pair avec une répartition plus équitable des coûts. C'est à ce niveau que le consensus apparent se fissure : l'accord sur le principe du cofinancement européen coexiste avec de profonds désaccords quant à la répartition de ses effets redistributifs — une tension qui traverse chacune des dispositions controversées examinées dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 3 - OÙ SE SITUENT LES DESACCORDS ET LES PRINCIPAUX POINTS DE TENSION ?

Comme indiqué précédemment, l'orientation stratégique du paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package) est globalement partagée : les États membres reconnaissent l'urgence d'étendre les réseaux, la nécessité d'accélérer les procédures d'autorisation et la pertinence d'un financement au niveau de l'Union européenne.

Cependant, les débats du Conseil TTE de mars 2026 ont confirmé que des désaccords importants subsistent — allant de questions fondamentales relatives au pouvoir de planification au niveau de l'UE à des dispositions plus spécifiques, telles que la règle des 25 % des revenus de congestion.

Nous identifions cinq domaines de controverse :

1. Gouvernance de la planification : qui définit le scénario ?

La révision proposée du règlement TEN-E oriente la planification des infrastructures vers un pilotage renforcé au niveau de l'Union européenne. La Commission (2025c) prendrait en charge l'élaboration d'un scénario central pour les secteurs de l'électricité, de l'hydrogène et du gaz, remplaçant le processus actuel ascendant (« bottom-up ») dans lequel les réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport (ENTSOs) et les gestionnaires de réseaux de transport (TSO) pilotent l'élaboration des scénarios avec la contribution des États membres et des parties prenantes. Ce scénario deviendrait le point de référence pour le TYNDP, l'évaluation des besoins en infrastructures et la sélection des projets PCI/PMI.

De manière cruciale, la Commission obtiendrait également des pouvoirs de « comblement des lacunes » (« gap-filling ») : lorsque des besoins identifiés en capacité transfrontalière ne sont pas couverts par des propositions de projets émanant des États membres et de leurs TSO, la Commission pourrait lancer un appel à propositions ouvert à tout acteur tiers capable d'agir comme promoteur de projet (art. 12–13).

1.1 Désaccords des États membres

Les désaccords portent ici sur l'ampleur et la légitimité de ce pilotage centralisé. L'étendue de la coalition exprimant des préoccupations est remarquable. Lors du Conseil TTE de mars 2026, la France, la Suède, l'Allemagne et la Finlande ont exprimé des objections fondamentales, tandis que la Pologne, la Slovaquie, la République tchèque, l'Italie, la Belgique, la Lituanie, la Hongrie et la Slovénie ont exprimé des réserves d'intensité variable concernant l'approche fondée sur un scénario unique, l'affaiblissement du rôle de leurs TSO, ou les deux.

1.2 Deux types de critiques

Critique institutionnelle

La Lituanie, la Slovaquie, la Slovénie, la Pologne, la République tchèque, la Hongrie, la France et l'Italie craignent que la définition centralisée du scénario affaiblisse le rôle des TSO dans la planification des réseaux et éloigne le processus de l'expertise technique qui sous-tend des décisions d'infrastructure crédibles.

La Lituanie a soutenu que le cycle du TYNDP devrait rester de deux ans plutôt que de quatre, et que les TSO devraient conserver la responsabilité de la modélisation technique dans le cadre défini par la Commission. La Slovaquie est allée plus loin en s'interrogeant sur la légitimité même du rôle central de la Commission, avertissant que la centralisation risque de compliquer la gouvernance plutôt que de la simplifier (Conseil TTE, 2026).

Critique de fond

Lors du Conseil (2026), la France, la Suède, la Belgique, l'Allemagne et la Hongrie ont remis en question la capacité d'un scénario unique à offrir un niveau de détail suffisant. Selon eux, il accorde trop d'importance à l'offre et néglige la dynamique de la demande ainsi que les spécificités nationales.

- La France plaide pour plusieurs scénarios élaborés conjointement par la Commission, les États membres et les TSO, estimant qu'un scénario unique introduit une rigidité incompatible avec l'agilité requise par les marchés de l'énergie.
- La Suède estime que la planification doit être aussi proche que possible de la consommation, ce qui implique de privilégier une approche ascendante — une position liée aux fortes disparités entre le nord industriel et le sud plus densément peuplé du pays.

- La Belgique a explicitement déclaré qu'« un scénario centralisé unique n'est pas la meilleure option » et a appelé à une participation plus large des acteurs.
- La Hongrie a demandé des droits clairs d'approbation et de modification pour les États membres, les autorités nationales de régulation (NRA) et les TSO — non seulement sur les données, mais aussi sur les hypothèses de modélisation et les paramètres affectant leur territoire.
- L'Allemagne a, de son côté, souligné la nécessité de scénarios supplémentaires fondés sur des contributions régionales, compte tenu des fortes disparités de croissance de la demande entre ses régions de planification et de la nécessité de coordonner les niveaux TSO et DSO (gestionnaires de réseaux de distribution).

Enjeux de souveraineté et mécanisme de “gap-filling”

Même si les États membres n'ont pas explicitement mentionné le mécanisme de « gap-filling » lors du Conseil TTE (2026), Malte a insisté sur le fait que les décisions concernant les besoins en infrastructures et leur traitement doivent rester du ressort national, dans le respect du principe de subsidiarité. La Finlande a affirmé que les États membres doivent conserver le droit de décider eux-mêmes de la nécessité des infrastructures transfrontalières.

En dehors du Conseil, des informations rapportées par *Politico* (2026) indiquent que, pour la France et la Suède, les dispositions relatives à la gouvernance pourraient faire échouer l'ensemble du projet — des responsables des deux pays étant décrits comme cherchant à « faire capoter » le paquet sur les réseaux.

Ainsi, le pouvoir de « gap-filling » de la Commission constitue une remise en cause directe du principe selon lequel les TSO nationaux contrôlent les infrastructures construites sur leur territoire.

1.3 Pays favorables à un rôle fort de la Commission

Dans l'ensemble, un petit groupe d'États membres — la Grèce, l'Espagne et la Roumanie — s'est montré favorable à un rôle de planification fort de la Commission.

- La Grèce a qualifié le marché européen de l'énergie de « nécessité » et de « condition sine qua non », rejetant les critiques jugées trop conflictuelles (« les ultimatums ne sont pas la bonne manière d'agir actuellement »).

- L'Espagne a insisté sur la nécessité pour la péninsule ibérique de sortir de son statut « d'île énergétique ».
- La Roumanie a mis en avant la nécessité de « moins de bureaucratie, moins de procédures, moins de délais d'approbation » (Conseil TTE, 2026).

2. Revenus de congestion : qui contrôle les recettes générées ?

Parmi les dispositions spécifiques du paquet européen sur les réseaux, l'obligation pour les gestionnaires de réseaux de transport (TSO) de consacrer 25 % de leurs revenus de congestion à des projets inscrits sur la liste de l'Union (art. 19) a suscité l'opposition la plus large et la plus intense (Commission européenne, 2025c).

Les revenus de congestion proviennent des écarts de prix de l'électricité entre les frontières et au sein des zones d'enchères internes. Ils sont importants, inégalement répartis entre les États membres et actuellement utilisés par les TSO de manière largement discrétionnaire, souvent pour réduire les tarifs de réseau domestiques (ACER, 2026).

La logique de la Commission est simple : la congestion révèle des goulets d'étranglement dans les infrastructures, donc une partie de ces revenus devrait servir à les résorber. Toutefois, pour les États membres qui ont déjà fortement investi dans les interconnexions ou qui génèrent d'importants revenus de congestion en raison de contraintes internes plutôt que transfrontalières, cette disposition s'apparente à un transfert financier qui pénalise les investissements passés et les bonnes pratiques.

2.1 Une opposition massive de certains États membres

Lors du Conseil TTE (2026), l'opposition a été écrasante. L'intervention de la Suède a été la plus marquante : la ministre suédoise de l'énergie, Ebba Busch, a indiqué que le TSO suédois avait perçu 3 milliards d'euros de revenus de congestion en 2024, dont 75 % provenaient de contraintes internes et non d'interconnexions transfrontalières.

Elle a qualifié la mesure de « tout simplement inacceptable » pour les pays en pointe dans les exportations d'énergie propre et les réformes des zones d'enchères, la décrivant comme une « ligne rouge » et menaçant explicitement d'un moratoire sur les nouvelles interconnexions avec l'Europe continentale si la proposition n'évoluait pas — évoquant même des « mesures plus dures et plus radicales » (Conseil TTE, 2026).

Le contexte politique est important : la Suède doit tenir des élections générales en septembre 2026, et les prix de l'énergie devraient y être un enjeu central.

2.2 Positions des autres États membres

L'Autriche, la Belgique, la Finlande, la Hongrie, la Lettonie, la Lituanie, la Pologne et la Slovénie ont également exprimé leur opposition ou de fortes réserves lors du Conseil (2026).

La Hongrie a estimé que la redistribution des revenus de congestion « pourrait remettre en cause la logique initiale des investissements et les attentes légitimes de bénéficiaires ».

La Slovénie — dont les capacités transfrontalières ont été financées par les consommateurs nationaux et dépassent 200 % de la capacité installée — a déclaré que « retirer les bénéfices de cette intégration transfrontalière aux citoyens, après qu'ils l'ont financée, ne serait pas accepté ».

La Finlande a insisté pour que les revenus de congestion soient utilisés « là où ils ont été générés », afin de résoudre les goulets d'étranglement à leur origine.

La Lituanie s'est opposée à l'utilisation d'actes délégués pour définir les conditions d'utilisation de ces revenus, estimant que les règles essentielles doivent être fixées directement dans le règlement.

L'Irlande a demandé des analyses supplémentaires sur l'impact de cette mesure sur les prix pour les consommateurs.

2.3 Soutiens limités

Seuls la Bulgarie, la Roumanie et la Croatie ont exprimé leur soutien, pour des raisons différentes.

- La Roumanie et la Croatie, en tant que pays importateurs à prix élevés, pourraient bénéficier d'un développement accéléré des infrastructures transfrontalières financé en partie par les revenus de congestion générés ailleurs.
- La Bulgarie, quant à elle, pourrait tirer parti d'une amélioration de ses capacités d'exportation, compte tenu de sa forte production solaire domestique.

3. Répartition des coûts : qui supporte combien ?

Au cœur du débat distributif se trouve la question de savoir qui supporte les conséquences financières d'une interconnexion accrue. Lorsque des marchés de l'électricité présentant différents niveaux de prix deviennent interconnectés, l'électricité circule généralement des marchés à bas prix vers ceux à prix plus élevés. Cela entraîne une hausse des prix domestiques dans les pays exportateurs et une baisse dans les pays importateurs, réduisant ainsi les rentes des fournisseurs d'énergie. En outre,

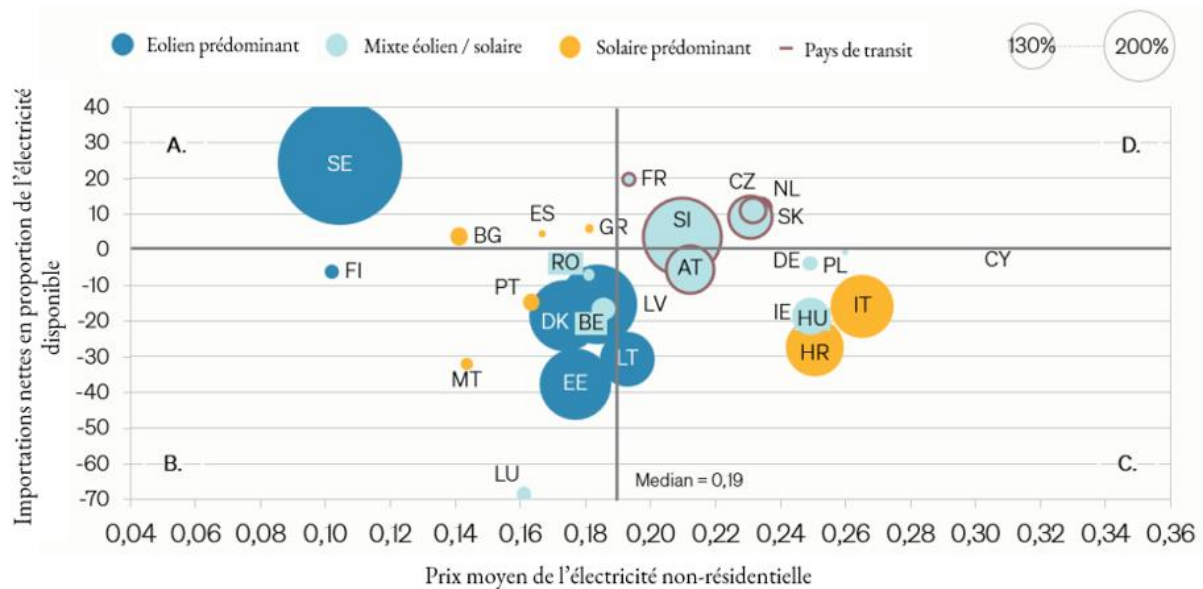
les flux transfrontaliers qui en résultent peuvent surcharger les réseaux électriques nationaux des pays de transit, nécessitant des renforcements coûteux des infrastructures pour gérer une électricité qui ne prend naissance ni ne se termine sur leur territoire.

Bien qu'il puisse exister un bénéfice net à l'échelle du système — une planification coordonnée des infrastructures pourrait permettre à l'Europe d'économiser plus de 560 milliards d'euros entre 2030 et 2050 (Fraunhofer IEG et al., 2025) — les effets distributifs peuvent, eux, être inégaux.

Le Conseil TTE de mars 2026 (2026) a confirmé que les positions des États membres (EM) à l'égard de l'expansion transfrontalière sont largement déterminées par ces effets distributifs : les pays qui anticipent des gains nets de bien-être liés à une interconnexion plus poussée soutiennent globalement les propositions, tandis que ceux qui font face à des prix domestiques plus élevés, à des coûts de transit ou à des menaces pesant sur leur mix énergétique existant se montrent plus prudents, voire opposés.

Au moins quatre facteurs structurels influencent la position d'un État membre : son niveau actuel de prix de gros de l'électricité, sa situation de pays exportateur ou importateur net, son taux d'interconnexion actuel, et son potentiel en énergies renouvelables (Eurelectric 2025 ; Eurostat 2025). La figure 3 en propose une synthèse.

Figure 3 - Intérêts divergents des États membres de l'UE : prix moyens de l'électricité, exportations nettes, taux d'interconnexion (taille des bulles) et potentiel renouvelable



Sources : Eurelectric (2025), Eurostat (2025), Stiewe et al. (2025).

Bien que des facteurs structurels empêchent une catégorisation nette des positions des États membres, ils permettent d'expliquer ces divergences. Le paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package) modifiera lui-même les positions des États membres au fil du temps, à mesure qu'une intégration plus poussée transformera certains pays exportateurs en importateurs, et inversement.

En moyenne, le niveau des prix devrait baisser, mais pour certains États membres, il pourrait augmenter en raison de la convergence des prix — en l’absence de mesures correctrices. Cette incertitude structurelle rend difficile l’évaluation des bénéfices nets pour chaque État membre pris individuellement, ce qui alimente les défis politiques dans les négociations en cours.

A. Les pays exportateurs d’électricité à prix bas ou intermédiaires, dont l’Espagne, la Grèce, la Bulgarie et la Suède, verront probablement une hausse des prix de l’électricité en raison d’une interconnexion plus poussée. Cependant, leurs positions divergent fortement, en fonction de la marge de capacité d’interconnexion de chaque État membre et du rôle que joue la stabilité du réseau dans leur transition énergétique.

L’Espagne et la Grèce sont fortement favorables : ces deux pays disposent de faibles taux d’interconnexion et d’un fort potentiel solaire, ce qui les rend sous-connectés par rapport à leur capacité de production. Pour ces systèmes fortement dépendants du solaire, une interconnexion plus poussée n’est pas seulement une opportunité d’exportation, mais une nécessité structurelle — car elle permet d’accéder à des capacités pilotables issues des marchés voisins lors des périodes de faible production solaire et constitue ainsi une source essentielle de stabilité du réseau.

À l’inverse, la Suède, qui possède le taux d’interconnexion le plus élevé parmi les États membres, craint qu’une interconnexion supplémentaire n’entraîne une hausse des prix domestiques dans le sud du pays, où les prix sont déjà plus élevés que dans les zones tarifaires du nord. Cela pourrait résulter d’une demande continentale accrue pour son électricité produite par l’hydroélectricité et le nucléaire, déconnectée des profils de production renouvelable ailleurs. Une étude récente sur le projet suspendu Hansa PowerBridge II entre l’Allemagne et la Suède montre que les gains de l’interconnexion bénéficient de manière disproportionnée aux producteurs — dont l’hydroélectricité et le nucléaire à bas coût captent des prix marginaux plus élevés — tandis que les consommateurs subissent des pertes. Le partage asymétrique des coûts ne suffit pas à compenser ces pertes pour les consommateurs (Emelianova et al., 2025).

B. Le tableau est quelque peu différent pour les pays importateurs à prix bas ou intermédiaires, notamment la Belgique, le Danemark, la Finlande, le Portugal et la Roumanie, entre autres. En tant qu’importateurs nets, la plupart de ces États membres sont ouverts à une intégration plus poussée. La Roumanie souligne que les pays d’Europe centrale et orientale « obtenaient les prix les plus élevés de toute l’UE parce qu’il n’y a pas d’accès très clair au marché occidental » (TTE Council 2026).

La Finlande fait figure d’exception et se montre plus sceptique, ce qui s’explique par ses prix de l’électricité très bas. Comme pour la Suède, une interconnexion élargie pourrait entraîner une hausse des prix à moyen terme. Certains États membres de ce groupe, dont le Danemark, le Portugal et les

pays baltes, pourraient devenir de futurs exportateurs nets dans un marché européen plus intégré, grâce à d'importantes ressources éoliennes ou solaires.

C. Les pays importateurs à prix moyen à élevé regroupent principalement des États membres d'Europe centrale et du Sud-Est, comme l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne, la Hongrie et l'Italie, et la plupart y sont globalement favorables. L'Allemagne, en particulier, s'attend à bénéficier d'importations européennes moins chères, en soulignant que ses prix de l'énergie figurent parmi les plus élevés de l'UE et constituent un problème majeur pour sa compétitivité et ses industries clés. À l'exception de la Croatie et de l'Italie, les États membres de ce groupe présentent un potentiel moyen en énergie solaire et éolienne.

D. Enfin, les pays exportateurs à prix moyen à élevé, dont la République tchèque, la France, l'Autriche, les Pays-Bas et la Slovaquie, partagent deux caractéristiques : ces États membres sont aujourd'hui — ou deviendront — des pays de transit, et aucun ne repose exclusivement sur l'éolien ou le solaire dans son mix énergétique actuel ou futur. En pratique, ces États supportent des coûts de réseau domestiques plus élevés, dus à des flux d'électricité qui ne prennent naissance ni ne se terminent sur leur territoire — une forme d'iniquité structurelle que le cadre réglementaire actuel ne traite pas de manière adéquate.

Lors du Conseil TTE (2026), l'Autriche — où le transit représente 70 % des flux électriques — a affirmé que « le développement des infrastructures énergétiques nationales ne peut pas être soutenu uniquement par des acteurs nationaux » et a appelé à de nouveaux instruments de financement pour répartir équitablement les risques. La Slovaquie a également soutenu que les coûts des interconnexions transfrontalières « ne devraient pas être entièrement supportés par les consommateurs du pays de transit » (TTE Council 2026).

Parmi les pays à prix moyen ou élevé, la situation de la France est particulière : avec une part du nucléaire d'environ 65 % dans sa production électrique, une intégration accrue avec l'Espagne risque d'entraîner une arrivée massive d'importations renouvelables bon marché, faisant baisser les prix de marché et fragilisant l'économie de son parc nucléaire. Par ailleurs, bien que son potentiel éolien et solaire soit moyen en moyenne, la France dispose de ressources régionales complémentaires — vents forts dans le Nord et l'Est, fort ensoleillement dans le Sud. Elle craint aussi que l'interconnexion accrue n'augmente ses besoins de renforcement du réseau domestique et n'accroisse les congestions, notamment en raison des fortes congestions dans le sud de l'Allemagne.

Cela explique à la fois son faible taux d'interconnexion actuel et sa position selon laquelle « le partage des coûts doit [...] permettre de renforcer le réseau afin que l'énergie circule mieux à l'intérieur du pays » (TTE Council 2026).

La réforme proposée du CBCA tente de répondre à certaines de ces tensions via une allocation ex ante des coûts proportionnelle aux bénéfiques, un seuil de bénéfiques de 10 % déclenchant une participation obligatoire des pays non-hôtes, et la possibilité de regrouper des projets incluant des « lignes internes » (art. 18). Toutefois, plusieurs États membres estiment que ces réformes ne résolvent pas deux problèmes fondamentaux.

Le premier concerne le périmètre de l'allocation des coûts. Le problème central est que le cadre CBCA de l'article 17 répartit les coûts en fonction des bénéfiques nets perçus, mais ne reconnaît pas les coûts imposés aux pays de transit dont les réseaux domestiques supportent des flux de transit. Le cas de la France est concret : les flux à grande échelle d'électricité ibérique vers l'Allemagne et l'Europe centrale solliciteraient fortement le réseau français, nécessitant des renforcements internes dont le coût serait entièrement supporté par les consommateurs français et ne serait pas éligible à une mutualisation transfrontalière.

Si le regroupement prévu à l'article 18 pourrait en principe permettre à des lignes internes ayant un impact transfrontalier significatif d'accéder au CBCA, le cadre ne précise pas dans quelles conditions les coûts de renforcement domestique liés au transit deviennent éligibles au partage. Cette lacune demeure non résolue.

Par ailleurs, l'article 17 exclut explicitement les mesures de réduction des « boucles de flux » du CBCA — ce qui signifie que même lorsqu'un projet réduit des flux transfrontaliers non planifiés qui sollicitent des réseaux tiers, cela ne peut pas servir de base à une allocation de coûts aux gestionnaires de réseau concernés. Au total, le cadre reconnaît les bénéfiques transfrontaliers en termes de flux d'énergie reçus, mais pas les coûts d'infrastructure imposés par les flux qui transitent.

Le deuxième point concerne le lien entre le partage des coûts et les réformes domestiques. La Suède et la Finlande soutiennent que des réformes nationales crédibles doivent accompagner l'augmentation de l'interconnexion — notamment la restructuration des zones de prix (bidding zones) dans les pays où les congestions internes sont importantes.

La ministre suédoise de l'Énergie a ouvert son intervention au Conseil en déclarant : « nous avons fait nos devoirs, vraiment », soulignant les zones de prix internes de la Suède, une électricité quasi 100 % sans énergie fossile, et son statut de premier exportateur net par habitant dans l'UE.

Plus largement, l'intervention suédoise met en évidence un enjeu plus profond : les réformes domestiques et un partage plus équitable des coûts doivent aller de pair. Le cas du projet Hansa PowerBridge II illustre cette logique : comme mentionné, le seul mécanisme de partage asymétrique des coûts ne suffit pas à compenser les pertes pour les consommateurs suédois dans le cadre actuel du marché. Bien qu'un découpage des zones de prix en Allemagne modifierait entièrement l'équation

— en supprimant le besoin de transferts supplémentaires —, une telle réforme domestique est peu susceptible de se concrétiser à court terme.

En effet, la division des zones de prix reste politiquement controversée en raison de ses effets sur les prix pour l'industrie du sud de l'Allemagne. Il en résulte une dynamique paradoxale : la Suède, qui a déjà engagé des réformes internes, se retrouve pénalisée plutôt que récompensée, tandis que les pays n'ayant pas entrepris de réformes comparables ne subissent pas de pression équivalente.

4. Autorisations : accélération par tous les moyens ?

Cependant, un accord sur l'orientation générale ne conduit pas nécessairement à un accord sur les détails. Trois points de divergence sont apparus lors du Conseil TTE (2026).

Premièrement, l'approbation tacite des permis est contestée. Cette disposition — selon laquelle un permis est considéré comme accordé si les autorités ne prennent pas de décision dans les délais — a été critiquée par l'Autriche (qui y voit des « risques importants »), la Bulgarie (qui demande des exceptions couvrant toutes les étapes de l'évaluation environnementale) et les Pays-Bas (qui rappellent que ce mécanisme a été volontairement supprimé en droit néerlandais en 2024 car il conduit à des « permis peu clairs avec des conditions peu claires » et entre en conflit avec les exigences décisionnelles). Les Pays-Bas proposent donc de rendre l'approbation tacite optionnelle (TTE Council 2026).

Deuxièmement, presque tous les États membres insistent sur le maintien de fortes garanties environnementales, plusieurs mettant en garde contre la création de régimes sectoriels spécifiques en matière de permis, susceptibles de fragmenter le cadre réglementaire. L'Irlande plaide pour une approche « claire, simplifiée et cohérente entre les différents secteurs », plutôt que pour des régimes spécifiques. La Finlande souligne que « de nombreuses propositions comportant des exceptions conduisent à une fragmentation et à une complexification croissante » (TTE Council 2026).

Troisièmement, l'équilibre entre les exigences procédurales au niveau de l'UE et les réalités administratives nationales reste non résolu. Plusieurs États membres expriment des inquiétudes quant à l'effet combiné du délai obligatoire de deux ans pour les permis, du modèle d'autorité compétente unique et des exigences de portail numérique. Ensemble, ces dispositions imposent des cadres procéduraux uniformes à des systèmes administratifs très différents selon les États membres.

L'Italie souligne que son système administratif multiniveaux rend problématique l'approche de la Commission, marquée par des « modifications semestrielles de la législation » (TTE Council 2026). La Belgique défend la flexibilité des États membres pour choisir des outils « mieux adaptés à leurs réalités nationales » (TTE Council 2026). L'Allemagne insiste sur le fait que les règles de l'UE «

doivent soutenir, et non contrecarrer, les mesures nationales d'accélération » (TTE Council 2026), en signalant des points spécifiques, notamment des tensions avec la directive-cadre sur l'eau (*Water Framework Directive*) et la directive sur la surveillance des sols (*Soil Monitoring Directive*).

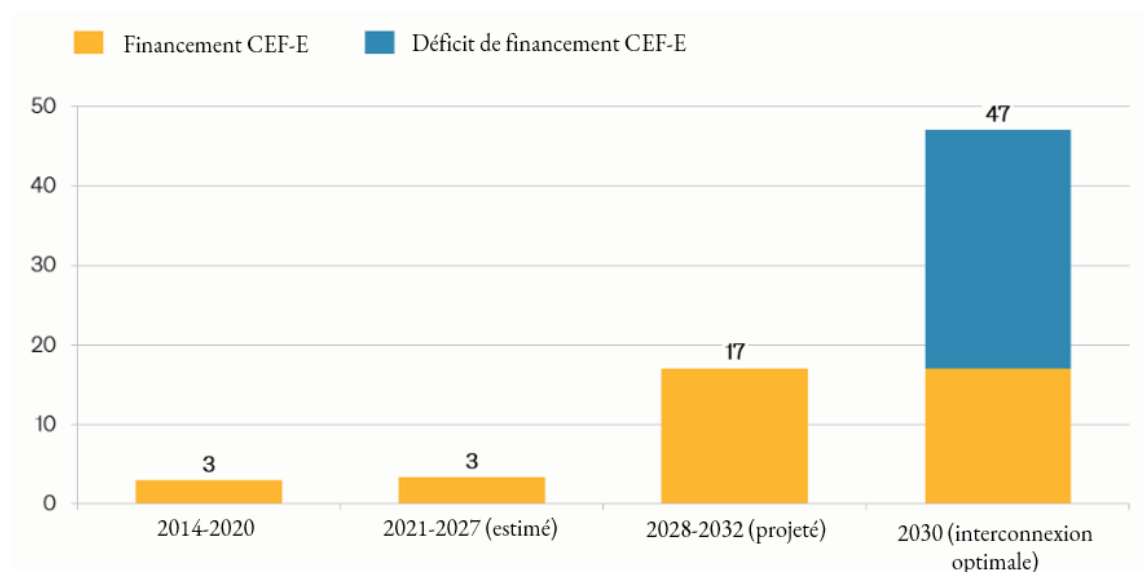
5. Financement : comment payer l'expansion des réseaux ?

Au-delà des dispositions spécifiques du réseau transeuropéen de l'énergie (TEN-E), le cadre de financement plus large reste fragmenté. Trois tensions principales se dégagent.

La première concerne l'ampleur du mécanisme pour l'interconnexion en Europe – énergie (CEF-E). La proposition de multiplier par cinq son budget, de 5,84 milliards d'euros à 29,9 milliards dans le prochain cadre financier pluriannuel (CFP) (European Commission 2025i), est globalement bien accueillie. Toutefois, plusieurs États membres estiment déjà ce niveau élevé dans le contexte plus large des négociations budgétaires. Par ailleurs, les estimations indiquent qu'un déficit supplémentaire d'environ 30 milliards d'euros subsiste pour l'expansion transfrontalière, même après cette augmentation (Geneletti & Cremona 2025). La République tchèque a ainsi appelé à ce que les appels à projets du CEF-E soient lancés chaque année afin d'accélérer les décaissements.

La question de savoir si le CFP final se situera au-dessus ou en dessous de la proposition de la Commission influencera directement ce qui est réalisable en matière de partage des coûts et de mise en œuvre des projets.

Figure 4 - Financement et historique et prévu par le CEF-E et déficit de financement (en milliards d'€)



Source : Geneletti et Cremona, 2025

La deuxième concerne le périmètre d'éligibilité au financement. La Suède maintient que le financement de l'UE devrait se concentrer sur les projets transfrontaliers.

La France adopte la position opposée : les investissements situés sur le territoire national mais jugés essentiels pour le système devraient être éligibles à un soutien de l'UE, précisément parce qu'ils répondent à des besoins paneuropéens plutôt que purement nationaux. La disposition de la révision du TEN-E relative au regroupement de projets (art. 18) répond partiellement à cette question en permettant d'évaluer conjointement des lignes internes avec des projets transfrontaliers, mais elle ne précise pas dans quelles conditions les coûts domestiques deviennent éligibles à un financement mutualisé, laissant ainsi la question opérationnellement non résolue.

La troisième tension concerne le mix de financement. Les États membres sont divisés sur la manière de combler le déficit de financement des réseaux et sur la question de savoir si des instruments d'endettement au niveau de l'UE doivent y contribuer. La Suède s'oppose de manière constante à un recours accru à l'emprunt européen, estimant que la croissance et les réformes des marchés de capitaux — notamment la mobilisation de l'épargne privée — doivent fournir les ressources nécessaires (Blenkisop & Martinez 2025). La position du gouvernement actuel reflète un conservatisme budgétaire plus large : bien qu'il soutienne au niveau national une expansion nucléaire financée par la dette publique, la Suède ne manifeste aucune volonté de soutenir des instruments de dette européens pour les investissements dans les réseaux.

Le Danemark a auparavant insisté sur le rôle de la Banque européenne d'investissement (BEI) pour maintenir les coûts de financement à un niveau bas pour l'expansion des réseaux et protéger les consommateurs contre les hausses tarifaires. La France s'est montrée plus ouverte à une dette commune européenne, le président Macron ayant publiquement soutenu les euro-obligations (Caulcutt & Leali 2026). En Allemagne, le débat évolue marginalement : le président de la Bundesbank s'est dit ouvert à des instruments de financement communs, mais le gouvernement Merz reste opposé, de sorte qu'aucune position allemande commune n'émerge (Sigmund 2026).

Le CEIS, qui mise sur la mobilisation du capital privé via la titrisation, les obligations hybrides et des plateformes de capital-investissement, représente l'approche actuelle de la Commission. Néanmoins, plusieurs États membres ainsi que le débat macroéconomique plus large suggèrent qu'un rôle plus important des finances publiques serait nécessaire par rapport à ce que prévoit le cadre actuel.

Ces questions de financement ne seront pas tranchées dans le seul cadre du paquet sur les réseaux (EU Grids Package) : elles dépendent des négociations sur le CFP, de l'évolution de l'Union de l'épargne et de l'investissement, et de choix politiques plus larges concernant l'intégration budgétaire.

6. Intérêts divergents : un aperçu

Le Conseil TTE de mars 2026 (2026) a mis en évidence une large unité sur la justification stratégique de l'expansion des réseaux, l'accélération des procédures de permis et le renforcement du financement au niveau de l'UE — mais aussi de profondes divisions sur les dispositions déterminant qui contrôle la planification des infrastructures et qui supporte les conséquences financières d'une intégration plus poussée.

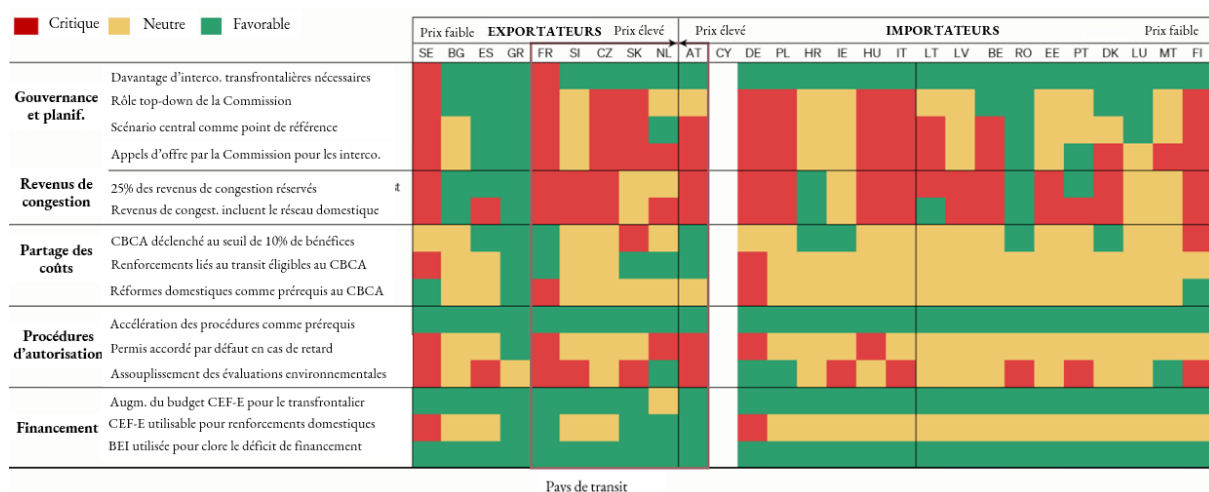
Les coalitions qui se forment autour de ces désaccords ne sont pas fortuites : elles reflètent des différences structurelles entre les États membres en matière de profils énergétiques, de taux d'interconnexion et d'exposition à la convergence des prix, comme discuté dans ce chapitre.

Comme l'illustre la figure 5, les désaccords se structurent autour de cinq axes :

- La légitimité de la planification de scénarios pilotée par la Commission
- L'affectation obligatoire des revenus de congestion
- Le degré de réformes domestiques exigé dans le cadre du CBCA
- L'accélération des procédures de permis
- L'éligibilité des réseaux domestiques au financement du CEF-E

La résolution de ces divergences nécessite des compromis ciblés sur chacune des dispositions contestées, comme l'explique le chapitre suivant.

Figure 5 – Position des États membres sur des dispositions clés du Paquet réseaux et de son financement



Source : Conseil TTE de mars 2026, recherche documentaire

CHAPITRE 4 – CINQ

COMPROMIS POUR

DEBLOQUER LE

PAQUET

Le chapitre précédent a identifié cinq domaines de désaccord. Dans ce chapitre, nous présentons des pistes possibles de compromis pour chacun de ces domaines et examinons la révision proposée du règlement TEN-E et de la directive sur les permis (*Permitting Directive*) dans les textes juridiques portée par la présidence chypriote du Conseil.

1. Gouvernance de la planification : donner de la légitimité au processus de scénarisation, pas un droit de veto

Les objections des États membres aux dispositions de gouvernance du paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package) ne portent pas principalement sur l’harmonisation au niveau de l’UE en tant que telle, mais sur sa légitimité et sur le risque de voir les compétences nationales contournées.

La présidence chypriote (Cypriot Presidency 2026a ; 2026b) a tenté de répondre à ces préoccupations en remplaçant l’acte délégué relatif au scénario central par un acte d’exécution, donnant ainsi aux États membres un droit de veto formel à la majorité qualifiée. Toutefois, cela traite davantage le symptôme que la cause. Dans le cadre du vote à la majorité qualifiée, la France et la Suède — bien qu’elles figurent parmi les pays les plus concernés — pourraient tout de même être mises en minorité, puisqu’aucune des deux ne dispose à elle seule d’une minorité de blocage. Un scénario adopté malgré l’opposition, par exemple, de la France ou de la Suède serait juridiquement valide mais politiquement contesté. Le problème fondamental ne réside donc pas dans le contrôle des États membres sur le résultat, mais dans le processus qui conduit à ce résultat.

Un scénario central crédible nécessite un processus transparent et inclusif. Les analystes de Bruegel soulignent de manière convaincante que la planification du système énergétique de l’UE souffre actuellement d’un déficit profond de transparence : elle repose sur des modélisations opaques, souvent propriétaires, dont les hypothèses ne peuvent être ni vérifiées ni reproduites indépendamment (Roth et al. 2026). Leur proposition — un « EU Energy Data Hub » alimentant une modélisation énergétique open source, gérée par une institution d’intérêt public comme le Centre commun de recherche de la Commission (*Joint Research Centre*) — répond à ces enjeux.

Mais la transparence ne suffit pas. Les États membres et leurs gestionnaires de réseaux de transport (GRT/TSO) ne doivent pas être de simples fournisseurs passifs de données dans un processus piloté par la Commission : ils doivent devenir des co-constructeurs actifs du scénario, dans le cadre d'un exercice structuré et itératif où leurs contributions influencent visiblement les résultats et où leurs objections peuvent être testées à l'aune de données partagées. Un scénario élaboré selon cette méthode est plus susceptible de refléter les réalités énergétiques européennes et de bénéficier de la confiance politique nécessaire pour servir de référence.

Il est important de noter que la proposition de la Commission n'abolit pas le TYNDP. Les ENTSO conservent en effet la responsabilité du TYNDP, mais doivent désormais s'appuyer sur le scénario central. Cette architecture est, en principe, cohérente. Un scénario européen crédible peut mettre en évidence des besoins d'infrastructures transfrontalières que des approches nationales ascendantes ne permettent pas d'identifier. Dans leur planification fondée sur des mandats nationaux, les GRT peuvent ne pas proposer de projets dépassant leur périmètre domestique, même si ceux-ci sont optimaux du point de vue du bien-être européen. La valeur ajoutée du scénario réside précisément ici : non pas comme instrument contraignant, mais comme moyen d'élargir l'horizon de planification au-delà des cadres nationaux.

Enfin, le scénario central devrait toujours être accompagné d'analyses de sensibilité obligatoires — couvrant différents scénarios de demande, de technologie et de contexte géopolitique. Une planification fondée sur un scénario unique et déterministe crée une fausse précision et fige des hypothèses pour plusieurs décennies. Le compromis proposé par la présidence (2026a) maintient les analyses de sensibilité comme option, mais ne les rend pas obligatoires. Elles devraient l'être.

Si le processus est crédible, le scénario peut rester un acte délégué — mais son périmètre d'application doit être limité. Un scénario élaboré dans le cadre d'un processus transparent et co-construit bénéficierait d'un large soutien politique sans nécessiter de vote formel des États membres. L'acte délégué est l'instrument juridique approprié, mais le rôle du scénario central doit être clairement encadré : il doit servir de base analytique commune pour l'analyse coûts-bénéfices (CBA), la sélection des projets d'intérêt commun et mutuel (PCI/PMI), le TYNDP, ainsi que les négociations CBCA.

En tant que tel, il peut informer et structurer les négociations — bilatérales ou multilatérales — mais il ne peut pas être utilisé de manière réaliste pour déclencher des mécanismes de « *gap-filling* » à l'encontre d'États membres qui auraient fait un choix politique délibéré de ne pas construire un projet donné. La mise en œuvre de ces projets relève plutôt d'incitations appropriées et de mécanismes de partage des coûts actualisés. Les infrastructures ne peuvent pas être imposées sans coopération des États membres.

Le mécanisme de *gap-filling* ne devrait s'appliquer que dans les cas où les États membres se sont déjà accordés en principe — via des cadres de coopération régionale ou une validation du groupe TEN-E — mais où la réalisation est bloquée pour des raisons de maturité de projet ou de contraintes de financement.

Les engagements nationaux de planification doivent être renforcés, mais l'application doit rester proportionnée. Les plans nationaux énergie-climat (PNEC / NECP) restent insuffisamment opérationnalisés et méthodologiquement incohérents, ce qui fragilise la qualité des contributions nationales à la planification européenne. Deux mesures méritent d'être envisagées : un renforcement de l'harmonisation méthodologique afin que les données nationales soient comparables et agréables, comme le proposent les analystes de Bruegel (Roth et al. 2026) ; et une obligation de type « *comply or explain* » (se conformer ou expliquer), selon laquelle les États membres dont les plans s'écartent significativement des objectifs européens et du scénario central doivent fournir une justification publique argumentée.

L'accès à certains financements européens pour les infrastructures pourrait, à terme, être conditionné à la qualité des NECP, mais l'approche « *comply or explain* » constitue un point de départ approprié et représenterait déjà une avancée significative.

2. Revenus de congestion : isoler d'abord les revenus de congestion domestiques

Le caractère obligatoire de l'affectation (« *ring-fencing* ») de 25 % des revenus de congestion pour les projets de la liste de l'Union est contesté par presque tous les États membres, bien que pour des raisons différentes : le Danemark craint que cela n'entraîne un surinvestissement dans des États membres déjà bien interconnectés et que cela réduise les fonds disponibles pour financer les interconnexions existantes. La Suède s'oppose à la perte de ses importants revenus issus des interconnexions domestiques au profit de priorités européennes, tandis que les gestionnaires de réseau de transport allemands plaident pour une approche volontaire (50hertz, Amprion, TenneT et TransnetBW 2026 ; TenneT 2026). De manière générale, la Lituanie, la Lettonie, la Hongrie, la Pologne et la Slovénie s'opposent au principe même de l'affectation obligatoire (TTE Council 2026).

Le compromis proposé par la présidence — limitant l'affectation aux seuls revenus de congestion transfrontaliers et restreignant leur utilisation aux projets d'interconnexion domestiques — constitue une avancée dans la bonne direction. Au-delà de la prise en compte des préoccupations légitimes des États membres, exclure les revenus de congestion internes est également pertinent pour une autre raison : ne pas le faire créerait une incitation perverse à l'encontre de la réforme des zones de prix (*bidding zones*). Comme le mécanisme d'affectation s'applique aux revenus de congestion générés

aux frontières entre zones de prix nationales, les États membres pourraient être réticents à introduire de nouvelles zones de prix si cela implique que les revenus de congestion domestiques qui en résultent doivent être réaffectés à des projets internationaux plutôt qu'à des projets nationaux. La Suède — l'un des trois seuls États membres ayant mis en place des zones de prix nationales — est directement exposée à cette dynamique.

Une extension limitée aux projets transfrontaliers situés hors de l'État membre d'origine devrait toutefois être envisagée. Donner la priorité aux projets d'intérêt de l'Union situés sur le territoire national garantit que les revenus de congestion restent liés au contexte du système dans lequel ils ont été générés — une logique à la fois économiquement rationnelle et politiquement soutenable. Toutefois, une règle strictement limitée au niveau national pourrait parfois empêcher des usages plus efficaces de ces fonds. Lorsqu'une analyse CBCA au titre de l'article 17 établit qu'un projet transfrontalier génère des bénéfices significatifs pour l'État membre concerné — en appliquant le même seuil de 10% déclenchant la participation obligatoire au CBCA — il est raisonnable d'autoriser l'utilisation de ces fonds affectés pour ce projet. Cela préserve le principe de priorité nationale tout en ouvrant une voie ciblée et fondée sur des données probantes à une utilisation transfrontalière.

Autoriser l'utilisation des revenus de congestion pour des renforcements internes peut également être pertinent — à condition qu'un impact démontrable sur les flux transfrontaliers puisse être établi. Le découpage des zones de prix est un exemple de condition possible, mais pas la seule. Cela créerait une incitation ciblée à des réformes domestiques des prix améliorant l'efficacité du système, sans faire de la réforme des zones de prix une condition stricte et obligatoire.

Les États membres ayant atteint leurs objectifs d'interconnexion devraient conserver une pleine liberté d'utilisation des revenus de congestion — un principe déjà implicite dans la révision du TEN-E proposée par la Commission. Cette flexibilité leur permettrait d'orienter ces revenus soit vers la réduction des tarifs de réseau, soit vers le financement des renforcements internes nécessaires pour rendre pleinement opérationnelle la capacité d'interconnexion existante.

3. Allocation des coûts : élargir le périmètre de partage des coûts et encourager une répartition plus équitable

Le principal défi en matière de répartition et de partage des coûts est celui de l'asymétrie. En effet, les États membres les plus susceptibles de subir une hausse des coûts de réseau et/ou des prix de l'électricité en raison d'une interconnexion plus poussée sont aussi ceux qui ont le moins d'incitations à accepter un paquet conçu dans sa forme actuelle. Toute solution viable doit donc prendre sérieusement en compte leurs préoccupations, tout en reconnaissant que les autres États membres seront réticents à supporter des coûts supplémentaires à leur place.

Le compromis proposé par la présidence reste silencieux sur la question de l'allocation des coûts. Le texte de compromis chypriote sur le TEN-E n'apporte aucune modification substantielle au cadre CBCA de l'article 17 : le seuil de bénéfice de 10 %, l'exclusion des « loop flows », ainsi que l'absence de mécanisme prenant en compte les coûts de renforcement domestique liés au transit demeurent inchangés. Pour des États membres comme la France, l'Autriche et la Slovaquie — dont l'objection principale est que le dispositif leur impose d'accueillir des flux transfrontaliers sans reconnaître les coûts internes associés — le texte de la présidence n'apporte aucune réponse. Tout compromis laissant cette dimension non résolue risque de faire perdre l'ensemble de la coalition des pays de transit.

Nous estimons que trois solutions complémentaires doivent être envisagées, en donnant la priorité à celles pouvant être mises en œuvre rapidement. Chacune traite une dimension différente du problème.

La première solution, la plus directe, consiste à étendre l'éligibilité du partage des coûts aux renforcements de réseaux domestiques liés aux flux transfrontaliers. Le cadre CBCA actuel répartit les coûts en fonction des bénéfices nets, mais ne prend pas en compte les renforcements internes nécessaires pour permettre ces flux. La révision du TEN-E (European Commission 2025c) autorise déjà, à l'article 18, le regroupement de projets incluant des lignes internes, mais elle ne précise pas dans quelles conditions les coûts domestiques liés au transit deviennent éligibles au partage.

Un mécanisme d'évaluation dédié — permettant d'identifier si une nouvelle capacité d'interconnexion génère des coûts additionnels démontrables sur le réseau domestique, ou si des renforcements internes permettent d'atténuer les effets de prix défavorables — permettrait de combler cette lacune sans refonte majeure du système existant. Lorsqu'un lien de causalité est établi, les coûts domestiques associés deviendraient éligibles au CBCA. Pour la France, qui fait face à d'importants besoins de renforcement liés au transit, cela améliorerait sensiblement la crédibilité et l'équité du cadre. Alternativement ou en complément, les renforcements internes nécessaires à l'activation des flux transfrontaliers pourraient devenir éligibles au financement du CEF-E (voir section sur le financement).

Le deuxième ajustement concerne le calendrier de récupération des coûts via les tarifs de réseau. Deux mécanismes peuvent y contribuer : d'une part, des véhicules nationaux d'amortissement — tels que proposés par Bruegel — peuvent fournir un financement relais absorbant temporairement les coûts de dépréciation, permettant un étalement dans le temps plutôt qu'une charge immédiate sur les consommateurs actuels (Heussaff & Zachmann 2025). L'UE pourrait soutenir cette approche en fournissant des lignes directrices de conception, tandis que la BEI pourrait réduire le coût du financement en offrant des conditions de cofinancement favorables.

D'autre part, des orientations non contraignantes de la Commission sur des mécanismes de redistribution — combinant une contribution temporaire sur les profits exceptionnels des producteurs bénéficiant d'un meilleur accès au marché avec une réduction correspondante des factures des consommateurs — pourraient aider les États membres à gérer l'économie politique de la transition, sans instaurer de mécanisme obligatoire de transfert (Weber 2023). En supposant que les gains des producteurs liés à l'interconnexion puissent être partiellement redistribués aux consommateurs et citoyens, une plus grande convergence des prix pourrait être perçue positivement d'un point de vue sociétal.

Une troisième solution concerne les réformes domestiques, qui devraient être menées en parallèle d'un partage des coûts plus équitable, car elles exigent un engagement de long terme de la part des États membres. L'étude précitée sur le projet Hansa PowerBridge II (Emelianova et al. 2025), qui analyse l'économie de l'interconnexion entre la Suède et l'Allemagne, est éclairante : un découpage des zones de prix en Allemagne (*bidding zone split*) supprime entièrement le besoin de transferts de coûts supplémentaires. En revanche, un simple mécanisme de partage asymétrique des coûts, sans réforme structurelle du marché, ne suffit pas à compenser les pertes pour les consommateurs suédois. Dès lors, toute solution aux conséquences distributives d'une intégration plus poussée nécessite une approche systématique.

Une manière d'accélérer ces réformes domestiques consiste à conditionner l'accès à certains financements européens pour les infrastructures au respect, par les États membres, de critères définis d'efficacité des systèmes énergétiques. Cela garantirait que le soutien de l'UE ne vienne pas compenser des inefficiences persistantes, telles que le maintien d'une zone de prix unique en Allemagne. Le hub énergétique indépendant proposé dans la section consacrée à la planification pourrait élaborer des indicateurs transparents et comparables à cette fin.

Pris ensemble, ces trois ensembles de mesures n'élimineraient pas la tension fondamentale sur la répartition des coûts de l'interconnexion, mais ils rendraient l'exercice de partage des coûts plus susceptible de réussir.

4. Autorisations : calibrer les procédures d'autorisation sans affaiblir les garanties

En ce qui concerne l'accélération des procédures de permis, parvenir à un accord sur l'orientation générale ne signifie pas nécessairement parvenir à un consensus sur les modalités précises. Trois désaccords spécifiques sont apparus lors du Conseil TTE de mars 2026 (2026) : l'approbation tacite, que l'Autriche et les Pays-Bas estiment génératrice d'insécurité juridique ; les garanties environnementales, pour lesquelles l'Irlande et la Finlande mettent en garde contre des régimes

sectoriels spécifiques susceptibles de fragmenter le cadre réglementaire ; et les effets combinés des délais obligatoires, du modèle d'autorité compétente unique prévu par le TEN-E et des exigences de portail numérique.

L'Italie, la Belgique et l'Allemagne estiment que ces derniers éléments imposent des modèles procéduraux uniformes à des systèmes administratifs qui diffèrent fortement entre États membres.

La présidence (2026a ; 2026b) ainsi que, plus récemment, Niels Fuglsang (2026) dans son rôle de rapporteur sur le paquet européen sur les réseaux (EU Grids Package), soutiennent l'introduction de l'approbation tacite par la Commission — bien que la suite du débat reste marquée par des divergences importantes entre États membres.

La présidence adopte une approche plus mesurée en subordonnant cette mesure à son existence dans le droit national. Tous deux introduisent également des exemptions environnementales : la présidence exonère les projets de rénovation et de modernisation (« *refurbishment* » et « *repowering* ») des infrastructures de réseau existantes, introduit une présomption d'intérêt public supérieur dans les évaluations de mise en balance au titre des directives Habitats et Oiseaux, et exempte les projets des évaluations relatives à l'azote.

Le rapporteur Fuglsang (2026) ajoute une exemption à la directive-cadre sur l'eau (Water Framework Directive) pour les projets de réseau, au motif que les infrastructures électriques sont peu susceptibles de détériorer les masses d'eau. Si ces exemptions visent à accélérer le déploiement, elles risquent de générer des contentieux juridiques et des problèmes d'acceptabilité publique susceptibles de retarder les projets davantage encore que les procédures qu'elles remplacent — précisément le résultat contre lequel l'Irlande et la Finlande mettaient en garde.

L'expérience néerlandaise illustre concrètement ce risque : des années de contentieux au titre des directives Oiseaux et Habitats ont bloqué à plusieurs reprises des projets d'infrastructures, non pas parce que ces directives étaient mal appliquées, mais parce que la tension entre protection environnementale et besoins d'infrastructure n'a jamais été résolue au niveau où elle se situe réellement — celui du droit de l'UE lui-même. Cela met en évidence un problème structurel que la discrétion nationale ne peut pas résoudre lorsque les directives environnementales de l'UE et les ambitions en matière d'infrastructures tirent dans des directions opposées. En l'absence d'une hiérarchie claire, les juridictions nationales deviennent l'arbitre par défaut, produisant des résultats imprévisibles.

Une définition plus claire, au niveau de l'UE, de la notion d'intérêt public supérieur — établissant que les projets de la liste de l'Union priment dans les évaluations de mise en balance au titre des directives environnementales pertinentes — permettrait de réduire cette insécurité juridique. La logique de gouvernance est simple : si l'UE est responsable de la sélection et de la priorisation des

projets, elle doit également définir les limites des exemptions environnementales, en tranchant le compromis une seule fois au niveau européen plutôt que vingt-sept fois devant les juridictions nationales.

Par ailleurs, le rapporteur Fuglsang (2026) suggère que les communautés affectées par les projets de réseau devraient bénéficier d'avantages économiques, tels que des réductions sur les factures d'électricité, des redevances sur les ressources ou des dispositifs de co-propriété. Si cela répond à une dimension distincte de l'acceptabilité publique, cela est également pertinent pour éviter les retards : les citoyens et les ONG pourraient être moins enclins à engager des actions en justice s'ils comprennent et bénéficient directement du renforcement de l'interconnexion. Ainsi, le soutien à long terme au développement des réseaux nécessite à la fois un cadre juridique cohérent et une répartition équitable des coûts et des bénéfices.

5. Financement : déployer les fonds de manière plus catalytique

Sur le financement, les États membres sont divisés sur trois dimensions, identifiées dans le chapitre des désaccords : l'ampleur du financement du CEF-E, l'éligibilité des renforcements de réseaux domestiques au CEF-E, et le mix global de financement. Le compromis de la présidence sur le TEN-E n'introduit aucune modification substantielle des critères d'éligibilité ni de l'exclusion des investissements purement domestiques.

Les critères d'éligibilité du CEF-E devraient être élargis afin d'inclure les renforcements de réseaux domestiques qui constituent un préalable à la capacité transfrontalière, et les critères de ciblage devraient être affinés. Dans le cadre actuel, les subventions du CEF-E pour les travaux nécessitent une décision préalable de CBCA au titre de l'article 17, ce qui exclut les investissements purement domestiques. C'est le cœur de l'objection française : les renforcements internes liés au transit génèrent des coûts réels mais ne bénéficient d'aucun soutien européen car ils restent en dehors du champ du CBCA.

La solution consiste donc à rendre le financement du CEF-E accessible aux investissements de réseau domestiques lorsqu'une évaluation structurée établit leur lien avec la capacité transfrontalière ou avec des contraintes du système dépassant le niveau national.

Au-delà de l'élargissement du périmètre d'éligibilité, les fonds du CEF-E devraient également être mobilisés de manière plus « catalytique », par exemple en donnant la priorité aux projets présentant des profils coûts-bénéfices asymétriques, où les coûts sont principalement supportés par une seule partie, aux projets générant les externalités positives les plus importantes au-delà de l'État membre hôte, où les bénéfices reviennent significativement à des pays tiers, ainsi qu'aux ensembles de projets

combinés dont l'évaluation conjointe met en évidence une valeur ajoutée européenne qui ne serait pas visible au niveau des projets individuels. Cela améliorerait à la fois l'équité et l'efficacité du financement des infrastructures européennes.

Sur le mix de financement plus large, des évolutions supplémentaires sont nécessaires. Malgré la multiplication par cinq du financement du CEF-E, un déficit estimé à environ 30 milliards d'euros demeure pour les seules interconnexions électriques (Geneletti & Cremona 2025), et les États membres restent divisés sur les moyens de le combler. La préférence de la Suède pour la mobilisation des marchés de capitaux entre en tension directe avec les signaux provenant de la France (et dans une certaine mesure de l'Allemagne), où le président Macron et le président de la Bundesbank Nagel ont publiquement exprimé leur ouverture aux euro-obligations.

Cette divergence ne peut être résolue dans le cadre du paquet sur les réseaux (EU Grids Package) ni même dans celui du CFP seul : elle relève in fine de l'architecture macro financière européenne. Toutefois, des progrès restent possibles sans rouvrir ce débat. À court terme, des instruments ne nécessitant pas de dette commune — prêts directs de la BEI et financement en fonds propres, modèles de banques nationales de développement, et subventions du CEF-E — devraient être privilégiés, tandis que la question plus large de l'emprunt commun européen serait traitée parallèlement dans le cadre des négociations du CFP.

Dans ce contexte, le CEIS identifie à juste titre la nécessité de mobiliser les capitaux privés, mais les instruments proposés — mécanismes de titrisation, obligations hybrides et, plus spécifiquement, un fonds d'infrastructure durable de 500 millions d'euros — restent insuffisants au regard de l'ampleur des besoins d'investissement. Les seuls gestionnaires de réseaux de distribution allemands devraient nécessiter environ 68 milliards d'euros d'ici 2035 (Agora Energiewende et al. 2026). L'hypothèse de la Commission selon laquelle les besoins d'investissement « dépassent largement les capacités de financement public » ne doit pas être acceptée sans examen critique : elle risque de privilégier des solutions financières privées plus complexes, potentiellement plus coûteuses et plus risquées en termes d'exécution, au détriment d'options publiques moins onéreuses.

Nous approfondirons les stratégies de financement dans un article distinct, à paraître dans les prochaines semaines.

BIBLIOGRAPHIE

50hertz, Amprion, TenneT and TransnetBW (2026) : "Position on the European Grids Package", https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/8/b/7/9/8b795b4efca3ff4f1195a746c060cf8c875b5f71/260309_4%20German%20TSOs_Position%20Paper%20on%20Grids%20Package_final.pdf

ACER (2026) : "Congestion Revenues", <https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/congestion-revenues>

Agora Energiewende / Stiftung Klimaneutralität / Dezernat Zukunft (2026): "Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge. Aufschlüsselung nach Bundesländern", p. 95, <https://dezernatzukunft.org/investitionen-in-eine-zukunftsaehige-daseinsvorsorge/>

Blenkisop, P. / Martinez, M. (2025) : "Germany, Netherlands, Sweden Oppose EU Common Borrowing".

Büscher, M. / Dimitrisina, R. (2025) : "Nordic Energy policies Sweden's Challenges to the European Electricity Grid", FES Just Climate, <https://justclimate.fes.de/e/nordic-energy-policies-swedens-challenges-to-the-european-electricity-grid.html>.

Caulcutt, C. / Leali, G. (2026) : "Macron Calls for Eurobonds Ahead of Informal Summit", Politico.

Cypriot Presidency (2026a) : "Presidency Compromise Text on Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Guidelines for Trans-European Energy Infrastructure, amending Regulations (EU) 2019/942, (EU) 2019/943 and (EU) 2024/1789 and repealing Regulation (EU) 2022/869", EU Council, https://table.media/assets/europa/ten-e_rev1.pdf.

Cypriot Presidency (2026b) : "Presidency Compromise Text on Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives (EU) 2018/2001, (EU) 2019/944, (EU) 2024/1788 as regards acceleration of permit-granting procedure", EU Council, https://table.media/assets/europa/permits_rev1.pdf.

Emelianova, P. / Hoffmann-Willers, P. / Ruhnau, O. (2025) : "Redistribution through Cross-Border Electricity Trade : How to Achieve Pareto Improvement ?", EWI Working Paper, (24), p. 43.

Eurelectric (2025) : "Electricity Data".

European Commission (Ed.) (2025a) : "The Future of European Competitiveness : Part A : A Competitiveness Strategy for Europe", Publications Office,
<https://doi.org/10.2872/1823372>.

European Commission (2025b) : "European Grids",
https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids_en

European Commission (2025c) : Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Guidelines for Trans-European Energy Infrastructure, amending Regulations (EU) 2019/942, (EU) 2019/943 and (EU) 2024/1789 and repealing Regulation (EU) 2022/869.

European Commission (2025d) : Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives (EU) 2018/2001, (EU) 2019/944, (EU) 2024/1788 as regards acceleration of permit-granting procedure.

European Commission (2025e) : "Energy Highways",
https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids_en#energy-highways

European Commission (2025f) : Commission Notice – Guidance on Efficient and Timely Grid Connections.

European Commission (2025g): Commission Guidance on the Design of Two -Way Contracts For Difference.

European Commission (2025h): The Union List of Projects of Common Interest and Projects of Mutual Interest ('Union list'), referred to in Article 3(4).

European Commission (2025i): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the Connecting Europe Facility for the period 2028–2034, amending Regulation (EU) 2024/1679 and repealing Regulation (EU) 2021/1153.

European Commission (2026): Clean Energy Investment Strategy.

Eurostat (2025): "Share of electricity from renewables falls in early 2025",
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250619-2>.

Eurostat (2026): "Electricity Price Statistics",
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics.

Finesso, A. / Kralli, A. / Bene, C. / Goodall, F. / Bolscher, H. / Laan, J. van der / Volkova, L. / Ansarin, M. / Delzen, T. van / Andrey, C. / Jerphanion, G. de / Nana, O. / Ullmann, A. / Pschorr,

E. / et al. (Eds.) (2025): Investment Needs of European Energy Infrastructure to Enable a Decarbonised Economy: Final Report, Luxembourg, Publications Office.

Fraunhofer IEG / Fraunhofer ISI / d -fine (2025): "Integrated Infrastructure Planning and 2050 Climate Neutrality: Deriving Future -Proof European Energy Infrastructures", https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Partnerpublikationen/2025/20251008_Report_IEI_AgoraEnergiewende_Fraunhofer_dfine_final_updates_November2025.pdf

Fuglsang, N. (2026): "DRAFT REPORT on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directives (EU) 2018/2001, (EU) 2019/944, (EU) 2024/1788 as regards acceleration of permit-granting procedures (COM(2025)1007-C10-03 41/2025 – 2025/0400(COD))", European Parliament, Draft Report, https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ITRE-PR -785274_EN.pdf.

Geneletti, G. / Cremona, E. (2025) : "Money on the Line: Scaling Electricity Interconnection for Europe's Energy Future", p. 16, <https://ember-energy.org/app/uploads/2025/12/Money-on-the-line-scaling-electricity-interconnection-for-Europes-energy-future.pdf>

Heussaff, C. / Zachmann, G. (2025) : "Upgrading Europe's Electricity Grid Is About More Than Just Money", Bruegel, <https://www.bruegel.org/policy-brief/upgrading-europes-electricity-grid-about-more-just-money>.

Munster, B. / Camut, N. (2026) : "France and Sweden Push to Kill Mechanism to Pay for Massive EU Grid Upgrades", Politico.

Roth, A. / Tagliapietra, S. / Zachmann, G. (2026): "Better Coordination for a More Efficient European Energy System", Bruegel, https://www.bruegel.org/sites/default/files/2026-02/PB%2002%202026_0.pdf.

Sigmund, T. (2026) : "Euro -Bonds – Ein Bundesbank -Präsident auf Abwegen".

Stiewe, C. / Xu, A. L. / Eicke, A. / Hirth, L. (2025): "Cross Cannibalization: Spillover Effects of Wind and Solar Energy on Interconnected European Electricity Markets", 143, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2025.108251-Border>

TenneT (2026): "TenneT's Position on the European Grids Package", TenneT, <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2026-02/Position%20Paper%20-%20EU%20Grids%20Package.pdf>.

TTE Council (2026): Council Transport, Telecommunications and Energy

Weber, I. (2023): "When and How to Use Price Controls? Towards Economic Disaster Preparedness",
https://newforum.org/wpcontent/uploads/2023/05/IsabellaWeber_FORUMNEWECONOMY_Isabella-Weber.pdf.

www.institutavantgarde.fr



@eco_avant_garde



institut-avant-garde



Institut Avant-garde – 45 rue de Sèvres 75006
Paris

Directrice générale : Clara Leonard

Directrice de la publication : Mathilde Viennot

Contact

presse :

contact@institutavantgarde.fr

L'Institut Avant-garde est un *think tank* non partisan qui développe des analyses et des propositions concrètes pour les décideurs, les universitaires et toutes les générations de penseurs et de citoyens.