Journal officiel
de l'Union européenne

FR
Série C

C/2025/1187

21.3.2025

Avis du Comité économique et social européen

L'avenir de l'offre d'électricité et de sa tarification dans l'Union européenne

(avis d'initiative)

(C/2025/1187)

Rapporteur: **Jan DIRX**

Corapporteur: **Thomas KATTNIG**

Conseillers	Peter Gijsbert BOERMA (pour le rapporteur) René MONO (pour le corapporteur)
Décision de l'assemblée plénière	15.2.2024
Base juridique	Article 52, paragraphe 2, du règlement intérieur Avis d'initiative
Compétence	Section «Transports, énergie, infrastructures et société de l'information»
Adoption en section	11.12.2024
Adoption en session plénière	22.1.2025
Session plénière n°	593
Résultat du vote (pour/contre/abstentions)	185/3/3

1. Conclusions et recommandations

1.1. Le Comité est convaincu que le marché de l'électricité ne devrait pas seulement être réformé de manière à répondre à l'objectif de neutralité climatique d'ici à 2050 au plus tard, mais que ce processus doit être combiné avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de prix stables et abordables. De plus, précisément pour protéger les groupes vulnérables, il est nécessaire de consacrer le droit à l'énergie.

Ces objectifs cumulés, et les investissements massifs qu'ils requièrent, ne peuvent être réalisés que par une combinaison d'interventions de l'État et de mécanismes de marché.

1.2. À cette fin, le CESE défend un modèle qui voit cohabiter régulation gouvernementale lorsqu'elle est nécessaire et entrepreneuriat privé lorsqu'il est possible. Il souhaite voir concrétiser cette vision sous la forme d'une agence électrique. Il pourrait s'agir d'une entreprise créée par le gouvernement qui, au fil du temps, jouera le rôle de teneur de marché sur le marché de l'électricité dans le but de parvenir à la neutralité climatique, à la sécurité d'approvisionnement et à des prix stables et abordables.

1.3. La modification requise du marché de l'électricité peut être divisée en trois phases.

1) Durant la phase 1, c'est-à-dire jusqu'en 2030, l'agence électrique développera le bouquet énergétique souhaité (hors CO_2). Le marché de l'électricité reposera sur les transactions à un jour pendant cette période, tandis que grandira l'influence de l'agence électrique.

2) Pendant la phase 2, c'est-à-dire de 2030 à 2040, l'agence électrique atteindra sa position de teneur de marché et contrôlera une proportion adéquate de l'offre grâce à des contrats de distribution. Durant cette période, le marché à un jour connaîtra une adaptation, en raison de la position de teneur de marché occupée par l'agence.

3) Lors de la phase 3, c'est-à-dire de 2040 à 2050, l'agence optimisera l'approvisionnement électrique pour garantir, à partir de 2050, une distribution d'électricité durable à long terme, avec zéro émission nette de gaz à effet de serre, à un prix stable et prévisible.

1.4. Le CESE réitère le message qu'il a maintes fois exprimé: la génération d'électricité à petite échelle doit être encouragée, de sorte que le prix de l'électricité reste abordable pour les consommateurs, et que les réseaux puissent être plus flexibles.

1.5. Les prix de l'énergie et les coûts de transmission et de distribution devraient doubler; le coût de l'électricité à l'horizon 2030 et au-delà obligera alors les gouvernements à revoir leur politique de taxation de l'approvisionnement électrique des consommateurs.

2. **Contexte**

2.1. L'Union européenne déclare que d'ici à 2050, elle sera neutre pour le climat c'est-à-dire une économie à zéro émission nette de gaz à effet de serre. Le rôle de l'électricité est essentiel à cet égard. D'une part, parce que l'électricité devra également être produite à zéro émission nette, avec les énergies renouvelables en première ligne (notamment l'énergie éolienne et solaire), complétée, par exemple, par des centrales fonctionnant à l'hydrogène vert, ou par d'autres centrales électriques (à faible intensité de carbone) avec captage et stockage du carbone (CSC) ou compensation carbone. D'autre part, la demande d'électricité augmentera fortement, car cette énergie devra remplacer une grande partie de l'utilisation des combustibles fossiles, tels que le gaz naturel, à la fois dans les ménages et dans les entreprises.

2.2. Cette transition nécessite des investissements conséquents qui ne seront pas simplement mis à disposition du marché de l'électricité dans sa structure actuelle, car le rendement est incertain, en particulier pendant la phase de transition. Il reste une inconnue, et de taille: qui financera les nouvelles centrales électriques pilotables qui seront nécessaires? En effet, les sources d'énergie renouvelables moins chères ont besoin de beaucoup de temps pour fournir suffisamment d'électricité pour répondre à la demande, les installations pilotables ne fonctionneront donc au mieux que la moitié du temps et les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite ([1]) augmenteront dès lors considérablement. En l'absence de compensation des coûts, rien n'incitera le marché à investir dans de tels équipements. C'est pourquoi une vision à long terme doit être établie pour l'Union, et dotée d'un calendrier réaliste permettant au marché, aux consommateurs et aux entreprises de s'adapter de manière ordonnée. Pour leur part, les États membres devraient élaborer des plans de mise en œuvre prospectifs qui orientent les décisions d'investissement de sorte qu'elles soient les plus appropriées. Dans plusieurs États membres, il s'agit notamment de développer des mécanismes de rémunération de la capacité dont le prix est fixé au moyen d'enchères concurrentielles.

2.3. Sont concernés non seulement les investissements dans les capacités de production, mais aussi les investissements dans le réseau et dans des solutions flexibles, telles que la capacité de stockage, aux niveaux local ou régional, national et européen. Il est évident par ailleurs que sur le marché de l'électricité, les prosommateurs, les coopératives énergétiques et autres acteurs analogues verront leur rôle gagner en importance, notamment pour les capacités de stockage à petite échelle, par exemple dans les voitures électriques.

Les experts s'attendent à ce que tous ces éléments réunis entraînent un doublement du prix de l'électricité dans les années à venir ([2]). À défaut de politiques adéquates pour contrer ces effets, des problèmes se poseront tant pour les entreprises que pour les consommateurs, et en particulier les groupes vulnérables.

En outre, sur le marché actuel, caractérisé par l'ordre de préséance économique ([3]), les consommateurs et les entreprises ne retirent pas suffisamment de bénéfices financiers de l'essor des énergies renouvelables.

2.4. Partant, le Comité est convaincu que le marché de l'électricité ne devrait pas seulement être réformé de manière à répondre à l'objectif de neutralité climatique d'ici à 2050 au plus tard, mais que ce processus doit être combiné avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de prix stables et abordables. De plus, précisément pour protéger les groupes vulnérables, il est nécessaire de garantir le droit ([4]) à l'énergie.

([1]) Les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite (*LCOE, levelised cost of electricity*) mesurent le coût moyen net actuel de la production d'électricité d'un générateur tout au long de sa durée de vie. Ce calcul est utilisé pour planifier les investissements et comparer différentes méthodes de production d'électricité sur une base cohérente.

([2]) EU Energy Outlook 2060.

([3]) L'ordre de préséance économique des centrales électriques consiste en leur classement en fonction du niveau de leurs coûts marginaux, allant des plus faibles aux plus élevés. Celles dont les coûts marginaux sont plus élevés sont activées suivant cet ordre jusqu'à ce que la demande soit satisfaite. Cette hiérarchie est la suivante: énergies renouvelables, nucléaire, charbon et, enfin, pétrole et gaz. Sur le marché actuel de l'électricité, les prix sont déterminés par les coûts marginaux de la dernière centrale électrique dans l'ordre de préséance économique, qui est généralement une installation fonctionnant au gaz.

([4]) *The Right to Energy in the European Union* (Le droit à l'énergie dans l'Union européenne), article publié sur le site internet de l'université de Groningue, 2019.

Ces objectifs cumulés ne peuvent être réalisés que par une combinaison d'interventions de l'État et de mécanismes de marché. Cette condition a également déjà été formulée par le Comité dans son avis sur la réforme du marché de l'électricité (TEN/793) adopté en juin 2023 ([5]). Elle figure aussi dans l'étude sur l'avenir du marché de l'électricité publiée par le groupe de réflexion européen Bruegel en juillet 2024 ([6]).

2.5. À cette fin, le CESE défend un modèle qui voit cohabiter régulation gouvernementale lorsqu'elle est nécessaire et entrepreneuriat privé lorsqu'il est possible. Le Comité aimerait lui donner corps au moyen d'une agence électrique (voir annexe 1, un aperçu simplifié du rôle de l'agence électrique).

Il s'agira d'une entreprise créée par le gouvernement qui jouera le rôle de teneur de marché sur le marché de l'électricité dans le but de parvenir à la neutralité climatique, à la sécurité d'approvisionnement et à des prix stables et abordables. À cette fin, l'agence électrique conclura des contrats à long terme (CEC bilatéraux ou AAE ([7])) avec les producteurs d'électricité dans le cadre de procédures d'appel d'offres. L'agence électrique vendra ensuite l'électricité aux entreprises de distribution et, le cas échéant, directement aux grands consommateurs d'électricité.

L'agence électrique ne constituera pas le pôle central pour toute l'électricité produite. Par exemple, il arrivera souvent que les prosommateurs, les coopératives énergétiques et d'autres petits producteurs utilisent, stockent ou refournissent leur électricité à leurs fournisseurs d'électricité mêmes. Il peut également y avoir de grands consommateurs d'électricité qui entrent dans un contrat à long terme directement avec un producteur d'électricité.

2.6. L'idée de l'agence électrique sera détaillée plus avant dans le présent avis d'initiative, de façon générale et sans entrer dans des détails (techniques), dès lors que ceux-ci seront développés au fil des prochaines décennies, à mesure que le marché de l'électricité continuera de se développer.

3. **Les fonctions des marchés de l'électricité**

3.1. Le prix de l'électricité sur le marché de gros doit remplir des fonctions différentes:

1) répartition à court terme entre l'offre et la demande — il s'agit là de la fonction principale du prix des produits d'électricité de gros, sous la forme d'opérations à terme, journalières, infrajournalières, etc.) qui interviennent principalement sur les marchés au comptant;
2) fonction de signalisation — capacité du prix du marché à attirer les investissements nécessaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement (décarboné) à l'avenir;
3) refinancement des investissements dans les capacités renouvelables, les capacités pilotables et les options de modulation telles que les installations de stockage, la gestion de la demande et la consommation flexible (pompes à chaleur, véhicules électriques).

3.2. L'organisation actuelle du marché de gros privilégie assez clairement la première fonction mentionnée au paragraphe précédent: répartir aussi efficacement que possible, selon le principe de l'ordre de préséance économique, la capacité de production existante et utiliser judicieusement les possibilités de transmission transfrontalière d'électricité grâce aux échanges régionaux. Il est difficile de savoir dans quelle mesure elle est susceptible de remplir la deuxième fonction, étant donné que, pour être finançables, de tels investissements nécessitent une sécurité de recettes à long terme. Pour la même raison, il est presque certain qu'elle ne remplit pas la troisième fonction. Ces déficiences du marché actuel expliquent pourquoi il est question d'une nouvelle organisation.

3.3. L'agence électrique proposée dans l'avis TEN/793 devrait être considérée comme une solution permettant de mieux remplir la troisième fonction énoncée au paragraphe 3.1. Elle laisse entrevoir plusieurs avantages et garantit avant tout un degré élevé de sécurité d'approvisionnement (pour les États frileux face au risque, qui désirent prendre des décisions en toute connaissance de cause), à un coût aussi bas que possible pour le consommateur.

3.4. Une telle agence, décrite dans le détail au chapitre suivant, est donc un instrument crucial, capable de combler les lacunes du marché actuel de l'électricité grâce à des interventions nationales qui s'inscrivent dans les cadres établis par l'Union.

([5]) JO C 293 du 18.8.2023, p. 112.

([6]) *The changing dynamics of European electricity markets and the supply-demand mismatch risk* (La dynamique changeante des marchés européens de l'électricité et le risque d'inadéquation entre l'offre et la demande), Bruegel, 2024.

([7]) Un contrat d'écart compensatoire (CEC) bilatéral est un contrat signé entre un producteur d'électricité et une entité publique, qui fixe un prix d'exercice. Son mode de fonctionnement est le suivant: si le prix du marché est inférieur au prix d'exercice, le producteur reçoit la différence; si toutefois le prix du marché est supérieur au prix d'exercice, c'est le producteur qui rembourse la différence. Les accords d'achat d'électricité (AAE) sont des contrats à long terme entre un fournisseur et un acheteur d'électricité.

4. **L'agence électrique**

4.1. Pour mettre en perspective les défis auxquels est confronté le marché de la production d'électricité, il est intéressant de prendre connaissance des objectifs qu'Eurelectric a fixés pour l'Union en mars 2024 ([8]):

a) 35 % de l'énergie finale doit être électrifiée d'ici à 2030;

b) 50 à 70 % de l'énergie finale doit être électrifiée d'ici à 2050;

c) la production d'électricité doit être totalement décarbonée d'ici à 2040;

d) au cours de la dernière décennie, le taux d'électrification était d'environ 22 %;

e) cette proportion doit passer à 35 % d'ici à 2030 et à 61 % d'ici à 2050 pour atteindre les objectifs susmentionnés.

4.2. Ces objectifs représentent un défi de taille. On peut à juste titre estimer qu'un marché libre n'incite pas suffisamment à les atteindre et à opérer les changements nécessaires sur le marché. Le CESE estime donc que seuls les gouvernements sont en mesure de veiller à ce qu'ils soient atteints.

4.3. Cela nécessite une vision et une coordination équilibrées soutenues au niveau européen, de sorte à créer un cadre réglementaire qui garantisse un approvisionnement énergétique respectueux de l'environnement, abordable et fiable, ainsi que le droit à l'énergie. Ces considérations vont également de pair avec la nécessité de veiller à ce que le marché reçoive de l'État des orientations et un soutien financier aux investissements, au vu de l'ampleur de la transition.

4.4. C'est pourquoi le Comité a proposé dans l'avis TEN/793 de mettre en place des agences électriques publiques pour atteindre ces objectifs de façon ordonnée. Ces agences pourraient très bien être coordonnées au niveau de l'Union, afin de garantir un marché européen de l'électricité optimal, avec l'interdépendance requise à l'échelle européenne. De telles agences seraient en mesure de soumettre des offres pour des sources d'électricité spécifiques, afin d'obtenir un mix énergétique optimal visant à atteindre en temps utile les objectifs de réduction des émissions de carbone requis pour le marché de l'électricité.

4.5. Le prix de l'énergie devrait être fixé sur la base des LCOE via l'agence compétente, dont l'objectif principal serait de garantir une tarification moyenne pondérée juste et stable sur la base du bouquet de sources électriques différentes disposant chacune de ses propres LCOE. L'agence fera fonction de pivot entre les fournisseurs commerciaux et les distributeurs commerciaux d'énergie. Naturellement, de grands consommateurs d'électricité peuvent aussi nouer des contrats à long terme directement avec des producteurs d'électricité.

Une aide directe de l'État assurerait un soutien financier adéquat pour offrir aux fournisseurs d'énergie une assurance suffisante, afin qu'ils s'engagent dans des contrats à long terme sur 20 ans ou plus, tels que des AAE ou des CEC bidirectionnels. Il apparaît clairement qu'une agence de ce type ne pourrait offrir de tels contrats à long terme qu'à condition de bénéficier d'un soutien financier de l'État ou d'une participation directe de celui-ci.

4.6. Le marché assurera un équilibre à court terme (à un jour et infrajournalier) entre l'offre et la demande, tandis que l'agence électrique veillera au premier titre à stabiliser les prix à moyen et à long terme. La recherche de cet équilibre au niveau national et européen serait une application idéale pour les nouvelles capacités d'intelligence artificielle dont s'est doté l'algorithme de couplage des marchés, EUPHEMIA ([9]).

4.7. Un mécanisme de tarification stable fourni par l'intermédiaire de l'agence électrique profitera aussi aux consommateurs et les encouragera à prendre des initiatives en faveur d'une génération et d'une consommation d'énergie partagées, coopératives et locales, ce qui selon nous sera l'une des solutions nécessaires à l'avenir.

4.8. Les États membres décideraient eux-mêmes s'ils mettent ou non en place une agence électrique. Le CESE est favorable à une coordination à l'échelle de l'UE sur la manière de parvenir à ce que les prix de l'énergie soient les plus bas et les plus stables possibles. La capacité requise, l'infrastructure de réseau et le bouquet énergétique complémentaire pourraient alors faire l'objet d'une coordination entre États membres.

5. **Évolution entre aujourd'hui et 2050**

5.1. Il est proposé que la modification requise du marché de l'électricité soit divisée en trois phases:

1) d'aujourd'hui à 2030 — les centrales au charbon et au gaz fossile resteront en activité;

([8]) https://www.eurelectric.org/publications/eurelectric-electrification-action-plan.

([9]) EUPHEMIA est l'acronyme de *Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm* (algorithme d'intégration du marché de l'électricité hybride paneuropéen).

2) de 2030 à 2040 — il nous faudra remplacer les centrales à combustible fossile pilotables par des équivalents qui n'émettent pas de CO_2 (notamment en utilisant de l'hydrogène vert, ou des gaz fossiles avec captage et stockage du CO_2), complétés par des systèmes de stockage;

3) de 2040 à 2050 — les options retenues seront affinées pour obtenir un système stable à partir de 2050.

Durant la phase 1, l'agence électrique développera son portefeuille au moyen du bouquet de production de son choix (hors CO_2). Elle aura besoin de temps pour accéder à une position de teneur de marché. Pendant cette période, les centrales au charbon seront fermées et celles au gaz seront converties pour fonctionner à l'hydrogène ou associées à un système de captage et stockage du CO_2 (CSC). Le marché de l'électricité reposera sur les transactions à un jour pendant cette période, c'est-à-dire jusqu'en 2030, mais l'influence de l'agence électrique grandira.

5.2. Pendant la phase 2, l'agence électrique atteindra sa position de teneur de marché et contrôlera une proportion adéquate de l'offre grâce à des contrats de distribution. qui pourront revêtir la forme de CEC bidirectionnels ou d'AAE. Vers la fin de cette phase, en sa qualité de teneur de marché, l'agence électrique assurera l'approvisionnement électrique aux consommateurs, via les entreprises de distribution d'énergie. Le rôle des transactions à un jour connaîtra un ajustement pendant cette période, en raison de la position de teneur de marché de l'agence électrique, mais les échanges journaliers et infrajournaliers resteront importants pour l'équilibre entre l'offre et la consommation.

5.3. Lors de la phase 3, l'agence optimisera l'approvisionnement électrique pour garantir, à partir de 2050, une distribution d'électricité durable à long terme, sans émissions de CO_2, à un prix stable et prévisible. Sur la base de l'expérience acquise, il est possible de parvenir à ce résultat en optimisant le mix énergétique grâce à des contrats de distribution à long terme (soit 20 à 30 ans).

5.4. En plus de ce qui précède, et d'un point de vue systémique, il existe d'autres solutions susceptibles de jouer un rôle important pour équilibrer l'offre et la demande, comme le partage d'énergie et les échanges pair-à-pair. Elles présentent l'avantage d'inviter les communautés énergétiques, telles que les coopératives et les prosommateurs isolés, à jouer un rôle actif dans la transition énergétique. Le CESE réitère donc ce qu'il exprime avec régularité: la génération d'électricité à petite échelle doit être encouragée, de sorte que le prix de l'électricité reste abordable pour les consommateurs, et que les réseaux puissent être plus flexibles.

6. **Finances et fiscalité**

6.1. Le prix de l'électricité devrait augmenter jusqu'en 2035 et doubler dans le scénario le plus pessimiste. Heureusement, cette hausse des prix est modérée par l'augmentation des sources d'énergie renouvelables (voir note de bas de page 2). Il convient donc de poursuivre les travaux de modélisation de la tarification afin d'aider les gouvernements à faire des choix rentables pour le mix de production d'électricité. De telles tâches pourraient très bien être effectuées par l'agence électrique.

6.2. Déjà aujourd'hui, certains GRT ([10]) indiquent qu'ils ne seront pas en mesure de garantir une durée de disponibilité suffisante du réseau après 2030, sauf si d'importants investissements sont réalisés entre temps afin de le moderniser et, dans certains États membres, les prosommateurs sont découplés du réseau de distribution en raison de la capacité insuffisante de ce dernier. Pour financer ces mises à niveau à temps, les gouvernements, en tant que régulateurs des GRT et des GRD ([11]), se doivent de fournir les fonds suffisants. Ces investissements supplémentaires entraîneront des hausses de prix pour les consommateurs. Compte tenu de l'ampleur des investissements nécessaires, les tarifs actuels pourraient tout à fait doubler.

6.3. Pour assurer une transition en douceur d'une production d'électricité à partir de combustibles fossiles à une alternative renouvelable et bas carbone, il convient de faire davantage d'efforts dans l'ensemble de l'Union pour établir des modèles de tarification cohérents à l'échelle de l'Union, sur la base des coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite (LCOE) et des coûts totaux actualisés de l'ensemble du système de production d'énergie ([12]). Cela aiderait les gouvernements à faire des choix judicieux au cours de la période de transition, d'aujourd'hui à 2050, pour s'assurer que l'électricité reste abordable tant pour les citoyens que pour les entreprises.

([10]) Un gestionnaire de réseau de transport (GRT) est une entreprise responsable de l'acheminement efficace et fiable d'électricité entre les centrales de production et les distributeurs régionaux ou locaux, via le réseau électrique.

([11]) Un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) exploite, gère et possède parfois les réseaux locaux et régionaux de distribution d'énergie qui transportent l'électricité vers les utilisateurs finaux.

([12]) Les coûts totaux actualisés de l'ensemble du système de production d'énergie (*Levelised Full System Costs of Electricity, LFSCOE*) permettent d'évaluer l'ensemble des coûts en comparant les prix nécessaires pour approvisionner tout le marché avec une seule source et la capacité de stockage voulue: https://drive.google.com/file/d/1JB-x88wPQuKwWoFnxvkDAzbJ7hnM1-sj/view.

6.4. Si les prix de l'énergie et les frais de transmission et de distribution augmentent, le coût de l'électricité à l'horizon 2030 et au-delà obligera les gouvernements à revoir leur politique de taxation de l'approvisionnement électrique des consommateurs. Si les augmentations ne sont pas compensées par une réduction de l'imposition, l'électricité pourrait devenir inabordable pour certains groupes de citoyens de l'Union, et réduire la compétitivité des entreprises qui ont des concurrents dans des pays tiers.

Bruxelles, le 22 janvier 2025.

Le président
du Comité économique et social européen
Oliver RÖPKE