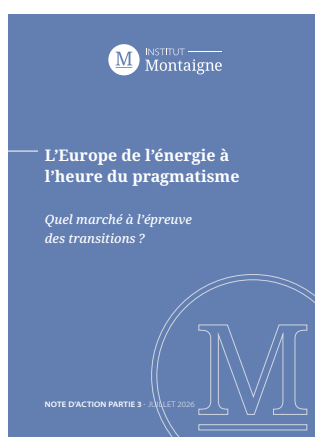


NOTE D'ACTION - Juillet 2026

L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme

Quel marché à l'épreuve des transitions ?



Approfondir le marché commun de l'énergie est un objectif structurant de la Commission Von der Leyen II. Cette note technique clôt une série de trois études que l'Institut Montaigne consacre à l'examen de cet enjeu. Le premier examinait le cadre de gouvernance européen et le deuxième, les questions d'infrastructure. Ce troisième opus s'intéresse à la structure du marché de l'électricité, c'est-à-dire aux règles de financement des producteurs et de partage de l'électricité entre consommateurs européens.

L'architecture actuelle du marché est mise sous tension. Elle échoue à coordonner les efforts entre États membres, fait peser une charge croissante sur les finances publiques de chacun et manque de transparence dans ses modalités de décarbonation. L'importance des nouveaux enjeux sécuritaires et économiques nous a motivé à proposer des voies de remédiation : européanisation de la sécurité d'approvisionnement pour réduire les coûts des politiques de lutte contre les black-outs aujourd'hui nationales, renforcement de l'investissement privé dans l'énergie décarbonée (nucléaire et renouvelables) ; nouvelle offre de consommation permettant notamment de tracer l'origine de l'énergie et de mieux s'ajuster aux nouveaux modes d'usage.

Ces voies dépassent la seule question du marché. Alors que l'accès aux hydrocarbures redevient incertain et conditionnel, la capacité de l'Europe à produire une électricité abondante et compétitive conditionne son autonomie stratégique et sa prospérité. Elle est essentielle à la capacité de réindustrialisation décarbonée de l'Europe.

Le marché européen de l'électricité tel qu'il est structuré aujourd'hui manque de cohérence. Voici une feuille de route opérationnelle à l'intention des décideurs et des régulateurs pour avancer de manière concrète et responsable.

Marie-Pierre de Baillencourt,
Directrice générale de l'Institut Montaigne

L'Europe traverse une crise de compétitivité étroitement liée à son approvisionnement énergétique, dans un contexte international où la maîtrise du coût et de la fiabilité de l'énergie est redevenue un attribut de puissance. Politiques industrielles offensives outre-Atlantique, surcapacités chinoises dans les *CleanTech*, fragilité des chaînes d'approvisionnement, fin de l'approvisionnement gazier russe par gazoduc et tensions sur les approvisionnements d'hydrocarbures suite aux blocages dans le détroit d'Ormuz : ces ruptures imposent à l'Union de réussir simultanément d'une part la décarbonation de son économie, c'est-à-dire la défossilisation de ses systèmes énergétiques solidairement de la transition des usages, et d'autre part la préservation de sa base industrielle. Cette note d'action clôt un triptyque consacré à l'agenda énergétique de la seconde mandature von der Leyen, après un premier volet sur la gouvernance énergie-climat et un second sur les infrastructures. Elle s'attache au troisième pilier de l'union de l'énergie : les marchés, c'est-à-dire les règles selon lesquelles producteurs et consommateurs s'échangent de l'énergie, et en particulier de l'électricité, signent leurs contrats et financent leurs investissements.

UN CADRE DE MARCHÉ SOLIDE DANS SES FONDEMENTS, MAIS DONT LES PARAMÈTRES NE SONT PLUS ADAPTÉS

L'architecture des marchés européens héritée de la libéralisation des années 1990-2000 repose sur trois principes éprouvés : la construction de marchés de gros où le prix *spot* repose sur le coût marginal (le prix se forme au coût de production de la dernière unité appelée pour couvrir la demande), une séparation des activités de réseau (monopoles régulés) et de production-fourniture (concurrentielles), et une régulation indépendante des gestionnaires de réseaux. Ces principes traduisent l'application directe de la théorie économique néoclassique à un bien dont l'équilibre offre-demande doit être maintenu en temps réel.

Pour autant, ces fondements sont aujourd'hui mis sous tension par la transformation profonde du bouquet électrique. La pénétration croissante des énergies

renouvelables variables (éolien, solaire) fait apparaître à grande échelle des phénomènes que les législateurs des paquets énergie successifs de 1996 à 2018 n'avaient pas pleinement anticipés : occurrences répétées de prix négatifs, cannibalisation de la valeur de marché dans les heures de forte production, volatilité accrue infra-journalière, et érosion des signaux de long terme nécessaires aux investissements à forte intensité capitalistique. Les phénomènes de prix négatifs en particulier traduisent la surabondance d'offre à prix négatif, et appellent donc à un double traitement : une meilleure programmation de l'offre (voir Note d'Action n° 1) et un fonctionnement efficace des installations de *coût marginal nul*, impliquant que les soutiens publics n'induisent plus d'offre à tout prix (voir Note d'Action n° 2). Le règlement *Electricity Market Design (EMD)* adopté en juin 2024 a posé des premiers jalons utiles – généralisation des contrats pour différence (CfD) bidirectionnels pour les nouveaux soutiens publics, encouragement aux contrats d'achat de long terme (PPA), premières dispositions sur la flexibilité – mais l'opérationnalisation reste largement à construire. La présente note dessine ce chemin restant à parcourir, autour de trois axes structurants et de onze propositions concrètes.

PREMIER AXE : FINANCER LA DÉCARBONATION AU MOINDRE COÛT POUR LES FINANCES PUBLIQUES

Les technologies décarbonées (renouvelables et nucléaire) partagent une caractéristique commune : elles sont intenses en capital, mais produisent à un coût marginal très faible. Leur déploiement efficient suppose donc d'apporter aux porteurs de projet une visibilité de long terme sur leurs revenus, afin d'accéder à un capital aussi peu cher que possible. Deux instruments le permettent : les compléments de rémunération (**CfD**, des contrats par lesquels l'État garantit un prix pour la production des installations) et les contrats de gré à gré (**PPA**, contrats d'achat de long terme entre producteur et consommateur privé, sans intervention publique). Si les soutiens publics (Obligations d'achat et CfD) ont permis de déployer les capacités renouvelables massivement au cours de

la décennie écoulée, leur généralisation soulève désormais deux problèmes : la pérennité budgétaire (entre 113 et 167 Mds€ d'engagements pris par la France à fin 2024 selon le scénario de prix retenu), et la nécessité de préparer une transition vers un cadre où les contreparties privées prendront progressivement le relais.

Plusieurs leviers d'action sont disponibles. La standardisation européenne des PPA (Proposition 1) permettrait de constituer enfin un marché liquide de couvertures de long terme. Les appels d'offres mixtes en « méthode proportionnelle » (Proposition 2), en autorisant un porteur de projet à candidater pour une partie seulement de sa production en CfD et à placer le reste en PPA, pourraient réduire significativement la facture publique tout en éteignant automatiquement les soutiens lorsqu'ils ne sont plus nécessaires. Une garantie européenne du risque de contrepartie sur les PPA (Proposition 3) homogénéiserait le coût du capital entre contrats publics et privés. Le placement aux enchères de couvertures synthétiques aux consommateurs (Proposition 4) permettrait aux États membres de débudgétiser leurs encours historiques de soutiens publics. Enfin, la clarification du traitement des actifs existants prolongés (nucléaire belge, hydraulique, éolien renouvelé) à l'échelle d'un parc plutôt que d'une installation isolée (Proposition 5) éviterait de détruire de la valeur économique par des contractualisations inutilement morcelées.

DEUXIÈME AXE : ALIGNER LES SIGNAUX DE PRIX AVEC LES CONTRAINTES PHYSIQUES DU SYSTÈME

Décarboner ne se limite pas à déployer des capacités bas carbone : il faut aussi faire émerger les flexibilités qui permettront d'absorber économiquement la variabilité croissante de la production. Or les signaux économiques actuels, ainsi que les biais de conception des mécanismes anciens de soutien publics (voir Note d'Action n° 2) masquent en bonne partie ces enjeux. Trois chantiers s'imposent.

Une fois les incitations à offrir à tout prix résorbées, le premier concerne les **garanties d'origine** (GO),

certificats censés tracer l'origine renouvelable de l'électricité consommée. Le système souffre aujourd'hui de défauts majeurs : prix d'équilibre inférieur à 2 €/MWh du fait d'une offre suralimentée (notamment par la production hydroélectrique nordique, vendue à des consommateurs du continent sans considération des interconnexions physiques), durée de validité glissante de 12 mois qui crée un stockage virtuel sans contrepartie physique, qui font de ces GO un écoblanchiment au détriment du système électrique. Les propositions 6, 7 et 8 forment un ensemble indissociable visant à transformer les GO en outil robuste de traçabilité : restriction des échanges transfrontaliers aux capacités d'interconnexion, obligation européenne de génération pour toute production (renouvelable, nucléaire ou fossile), évolution vers un pas de temps horaire, associée à l'interdiction des contrats non homogènes.

Le deuxième chantier porte sur les **tarifs de réseau** (Proposition 10), qui représentent environ un tiers de la facture des ménages. Trop souvent constants, faiblement modulés (cas allemand) ou figés dans le temps (cas français), ils ne renvoient plus de signal incitatif nécessaire à la flexibilisation des usages. Une horosaisonnalisation systématique et révisée régulièrement est indispensable pour valoriser à leur juste niveau le décalage de consommation et le stockage.

Le troisième chantier concerne les **produits à terme** de l'électricité (Proposition 11), aujourd'hui structurés autour de deux bandeaux trop grossiers (« base » sur 24 h, « pointe » sur 8 h-20 h) qui empêchent les fournisseurs de concevoir des offres réellement incitatives à la flexibilité. Un découpage en quatre périodes homogènes (matinée, après-midi, début de soirée, nuit) permettrait de mieux répercuter sur les consommateurs les contrastes de prix attendus.

TROISIÈME AXE : EUROPÉANISER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Avec la sortie progressive des centrales fossiles et la baisse tendancielle des prix *spot* dans un bouquet dominé par des actifs à coût marginal faible, le seul marché de l'électricité peut encore moins qu'avant

financer seul les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Les mécanismes de capacité – qui rémunèrent la disponibilité plutôt que la seule énergie produite – deviennent donc structurants. La convergence récente des grands États membres (France, Pologne, Belgique, et désormais Allemagne) autour de mécanismes centralisés de type *market-wide* ouvre une fenêtre inédite pour franchir un cap supplémentaire d'harmonisation (Proposition 9). Cela suppose d'inscrire les mécanismes de capacité comme partie intégrante du cadre de marché européen, et non plus comme des aides d'État, d'exclure définitivement les réserves stratégiques, distorsives et conservatrices d'actifs fossiles, d'harmoniser la certification des capacités et d'organiser une participation transfrontalière explicite *via* un couplage complet des marchés de capacité, dès lors que le principe nous en est juridiquement imposé.

UNE FENÊTRE POLITIQUE À SAISIR, SOUS LE SIGNE DE LA NEUTRALITÉ TECHNOLOGIQUE

Les onze propositions de cette note ne forment pas un catalogue de mesures isolées, mais un ensemble cohérent. Financement de la transition, signaux de prix alignés sur la physique du système, sécurité d'approvisionnement européenne : retirer un seul de ces blocs affaiblit les autres.

Les Vingt-Sept semblent aujourd'hui entamer une convergence vers des constats partagés : nécessité de mobiliser les capitaux privés aux côtés des soutiens publics, urgence de sécuriser l'approvisionnement face aux ruptures des hydrocarbures et aux tensions géopolitiques, prise de conscience que les signaux de prix actuels ne reflètent plus la réalité physique des systèmes électriques.

La Commission européenne doit se saisir de cette opportunité, et porter ces réformes. C'est la responsabilité politique de cette mandature : aligner nos systèmes énergétiques sur les ambitions climatiques et industrielles de l'Union.

Synthèse des propositions

Recommandation 1

**Fixer un cadre contractuel commun
au niveau européen pour les achats
d'énergie de long terme.**

Imposer à l'ACER la fixation de clauses contractuelles générales de modèles de contrats financiarisés dans chacune des zones de prix de l'Union, avec l'appui des régulateurs nationaux lorsque les spécificités du droit national des obligations le requièrent, en veillant à l'homogénéité à l'échelle de l'Union de leur structure générale – ceci étant entendu que les acteurs du système énergétique demeureront libres d'utiliser ou non ces produits standards, en fonction des profils de risque qui leurs paraissent adaptés à leurs propres situations.

Imposer aux plateformes de marché (NEMO) la création de compartiments de marché dédiés à l'échange de ces contrats-types selon trois types de produits :

- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* du profil moyen photovoltaïque de la zone de livraison sur l'année précédant le début de la livraison,
- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* du profil moyen éolien terrestre de la zone de livraison sur l'année précédant le début de la livraison,
- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* d'un profil constant sur l'année précédant le début de la livraison.

Recommandation 2

Réduire le coût pour les finances publiques du soutien au déploiement des énergies décarbonées à travers des appels d'offre en méthode proportionnelle.

Faire des appels d'offres bidirectionnels mixtes en « méthode proportionnelle » le régime de soutien par défaut pour les technologies décarbonées (éolien, photovoltaïque, hydraulique sans réservoir, géothermie, nucléaire), et ouvrir la faculté de la « méthode en tranches » pour certaines technologies (éolien en mer notamment), voire une obligation dans le cadre d'une révision de l'article 19 *quinquies* d'EMD.

Autoriser la participation aux appels d'offres de CfD en incluant les batteries stationnaires derrière le compteur mais également tout groupe d'installations de production et de batteries, qu'elles soient derrière le compteur ou à un autre lieu. Pour fonctionner, cette évolution nécessite de faire évoluer les compléments de rémunération afin de les adosser non plus à une production physique mais à un volume de productible normatif.

Recommandation 3

Placer l'Union européenne comme garante des contreparties pour les contrats de long terme.

Instituer un régime européen de garantie du risque de contrepartie des PPA conclus avec des projets de nouvelles productions décarbonées en Europe, en substitution des régimes nationaux, auquel seraient éligibles *a minima* l'ensemble des consommateurs industriels.

Recommandation 4

Autoriser les États membres à mobiliser les installations bénéficiant de soutiens publics pour émettre des contrats de long terme tournés vers les consommateurs.

Autoriser les États membres à émettre des couvertures synthétiques symétriques de leurs encours de soutiens publics, dans la limite des volumes d'installations de production soutenues, soit en enchères montantes (sur le paiement en tête), soit en enchères descendantes (sur le prix d'exercice de la couverture), et à stabiliser leurs encours de soutiens publics.

Recommandation 5

Appliquer les mesures de soutien aux installations existantes à l'échelle d'un parc et non d'une installation.

Clarifier dans le droit sectoriel qu'en cas d'application de CfD bidirectionnels sur un actif existant, celui-ci peut s'appliquer sur l'ensemble de la production d'un parc d'installations interdépendantes du fait de co-optimisations opérationnelles, et à un *strike price* correspondant aux coûts complets de production, y inclus amortissement et rémunération de la VNC à un CMPC déterminés par le régulateur indépendant.

Recommandation 6

Réformer l'offre des Garanties d'Origine, pour qu'elle reflète mieux la production physique associée.

Une telle réforme nécessite de limiter les échanges transfrontaliers de garanties d'origine de l'électricité aux réservations de capacités d'interconnexion.

Recommandation 7

Améliorer la transparence de l'offre de garanties d'origine.

Pour cela, rendre obligatoire, à l'échelle européenne, la génération de garanties d'origine de l'électricité pour toute production – qu'elle soit d'origine renouvelable, nucléaire ou fossile – ainsi que sa transmission au consommateur final. Afin d'éviter une double rémunération des capacités couvertes, les garanties d'origine de l'électricité doivent être prises en compte dans les mécanismes de complément de rémunération de l'électricité.

L'intensité carbone **sur le cycle de vie** de l'électricité produite doit également être intégrée aux informations contenues dans les garanties d'origine.

Recommandation 8

Aligner l'exigence de garanties d'origine sur la production physique à chaque instant pour sincériser la demande.

Changer au plus tôt la durée de validité des garanties d'origine, actuellement de 12 mois, à l'année civile en cours, afin de mettre fin à l'accumulation de garanties d'origine sur le marché.

Annoncer dans le même temps un calendrier de réduction de la durée pendant laquelle des GO peuvent garantir une production, jusqu'à un pas de temps horaire ou infra-horaire.

Afin d'éviter des contrats qui ne garantissent l'origine de l'électricité qu'aux moments de forte production (i.e. aux moments de prix de GO faible), interdire les contrats de fourniture non homogènes sur le plan des garanties d'origine. Autrement dit, la sélection d'énergies dont le commercialisateur se prévaut (s'il fait le choix d'intégrer des critères de GO à son offre) devra impérativement couvrir 100% de la consommation du client à tout instant.

Des pénalités dissuasives (i.e. supérieures au coût d'achat de GO lors des périodes les plus tendues) doivent être prévues à l'échelle nationale à l'encontre des fournisseurs qui ne seraient pas en mesure de présenter à leur client une GO contractualisée.

Recommandation 9

Uniformiser le marché de capacité européen.

Introduire le principe de mécanismes de capacité comme partie intégrante du cadre de marché européen, *a minima* sur la zone Europe hors Scandinavie, en se dotant d'un cadre *ad hoc* dans une révision future du règlement 2019/943, et en régulant leurs principes de fonctionnement dans un code réseau *ad hoc*, confié à l'ACER sur proposition conjointe des TSO (Opérateur de Système de Transport nationaux).

Dans le même temps, exclure définitivement la possibilité de réserves stratégiques à des capacités de production, susceptibles de maintenir artificiellement des capacités fossiles en l'état des textes et de conduire à des distorsions implicites de la formation des prix de l'énergie.

Pour concrétiser un tel marché, il faut :

- Imposer sur chacune des *bidding zones* du système européen (*a minima* l'Europe continentale) la définition par les États membres de leur objectif de sécurité d'approvisionnement (*loss of load*

expectation) et des heures de pointe de leur système selon une méthodologie publique, transparente et non discriminatoire.

- Créer une méthodologie homogène de certification des capacités et un registre européen des capacités, au pas *a minima* journalier (voire quart d'heure à terme), neutre technologiquement, et ouvert à l'ensemble des capacités de production ou d'effacement explicite.
- Prévoir une participation transfrontalière explicite systématisée dans le mécanisme de capacité européen *via* un couplage complet des marchés de capacité locaux.

Recommandation 10

Adapter les tarifs de réseau aux nouveaux usages.

Engager les États membres à instaurer une structuration horo-saisonnière des tarifs réseau de l'électricité. Cette tarification devrait être différenciée entre injection et soutirage (les enjeux étant *a priori* opposés : encourager le soutirage et dissuader l'injection en cas de surproduction locale et vice-versa), et adaptée au territoire d'application.

Les tarifs doivent enfin être régulièrement revus afin de refléter au mieux les enjeux du système électrique, indépendamment de toute considération politique ou de conservatisme vis-à-vis des tarifs précédemment en vigueur.

Recommandation 11

Repenser les produits de marché pour s'adapter aux nouveaux modes de production et d'encourager les nouvelles consommations.

Revoir le découpage horaire des produits à terme de l'électricité en s'assurant que les nouveaux produits mis bout à bout couvrent l'ensemble de la journée et correspondent à des états à peu près homogènes du système électrique (matinée, après-midi, début de soirée, nuit).