

La transition électrique de l'Union européenne : avancées et défis

Andreas Rüdinger (Iddri)

Pièce maîtresse de l'atteinte de la neutralité carbone et de la compétitivité européenne, la transition du système électrique européen avance à marche forcée depuis la crise énergétique et la mise en œuvre de la stratégie RePowerEU. Malgré les progrès récents, les objectifs fixés pour 2030 restent très ambitieux et exigent de faire face à plusieurs grands défis, liés à la fois au déploiement et à l'intégration de la production d'électricité renouvelable, à l'alignement avec l'agenda de réindustrialisation verte et à l'appropriation politique et citoyenne de cette transition, mise à l'épreuve pendant la récente crise de l'énergie.

MESSAGES CLÉS

En 2023, les énergies bas-carbone (renouvelables et nucléaire) ont représenté les deux tiers du mix électrique européen, induisant une réduction des émissions de CO₂ du secteur électrique européen de près de 20 %, grâce à la baisse du charbon. En parallèle, la consommation a fortement baissé sous l'effet combiné des politiques de sobriété et d'efficacité et du phénomène de destruction de la demande dans l'industrie.

À l'horizon 2030, l'Europe porte l'ambition de réduire la part des fossiles à moins de 20 % du mix électrique, tout en atteignant 70 % d'électricité renouvelable. Cela implique de doubler le rythme d'installation pour l'éolien et de maintenir le rythme record atteint par le solaire en 2023.

Dans un contexte de concurrence internationale intense, il sera essentiel de préciser la place des filières renouvelables dans la stratégie industrielle de l'Europe : si le solaire bénéficie actuellement d'un portage politique croissant, des mesures fortes seront nécessaires pour préserver la filière européenne de l'éolien, sans oublier les enjeux liés au développement massif des infrastructures réseaux.

Cette transition implique également de poursuivre les réformes de l'architecture du marché électrique, avec un équilibre délicat à trouver entre le besoin de répondre aux défis d'intégration des énergies renouvelables et de déploiement des flexibilités d'un côté et la capacité à assurer des prix compétitifs et accessibles aux différents consommateurs (industriels et résidentiels notamment).

Sur le plan politique, l'expérience de la crise énergétique renforce le besoin d'une vision stratégique forte sur le rôle de la transition électrique comme clé de la compétitivité et de la résilience européenne, ainsi qu'une attention accrue aux enjeux d'appropriation des projets locaux.

La transition électrique de l'Union européenne : avancées et défis

Andreas Rüdinger (Iddri)

1. UNE BAISSÉ RECORD DES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EUROPÉEN EN 2023	5
2. DES OBJECTIFS PARTICULIÈREMENT AMBITIEUX POUR 2030	6
3. RÉUSSIR LA TRANSITION ÉLECTRIQUE : SIX DÉFIS POUR L'EUROPE	6
3.1. Clarifier l'intégration des énergies renouvelables dans la stratégie industrielle européenne	6
3.2. Le doublement des besoins de flexibilité, nouvelle clé de voûte du système électrique européen	7
3.3. Les infrastructures réseaux, colonne vertébrale de la transition électrique	9
3.4. Prévoir le coup d'après : une architecture de marché adaptée à un système de plus en plus flexible	9
3.5. Financer la transition bas-carbone dans un contexte d'austérité et de taux d'intérêts élevés	10
3.6. Favoriser l'appropriation locale et le partage de la valeur des projets	11
4. CONCLUSION : UNE ACTION EUROPÉENNE COORDONNÉE RESTE INDISPENSABLE	11

TABLE DES FIGURES

Figure 1. Production d'électricité dans l'Union européenne en 2023 par sources	5
Figure 2. Mix électriques par grandes filières dans les États membres de l'UE en 2023	5
Figure 3. Production d'électricité dans l'Union européenne par années et par filières (TWh)	5
Figure 4. Évolutions du mix électrique UE entre 2023 et 2022 (TWh)	6
Figure 5. Part d'électricité renouvelable et puissances installées en 2023 et objectifs européens pour 2030	8
Figure 6. Besoins de flexibilité du système électrique européen en 2021 et 2030	8
Figure 7. Foisonnement entre les productions mensuelles de l'éolien et du solaire à l'échelle européenne en 2023 (TWh)	8

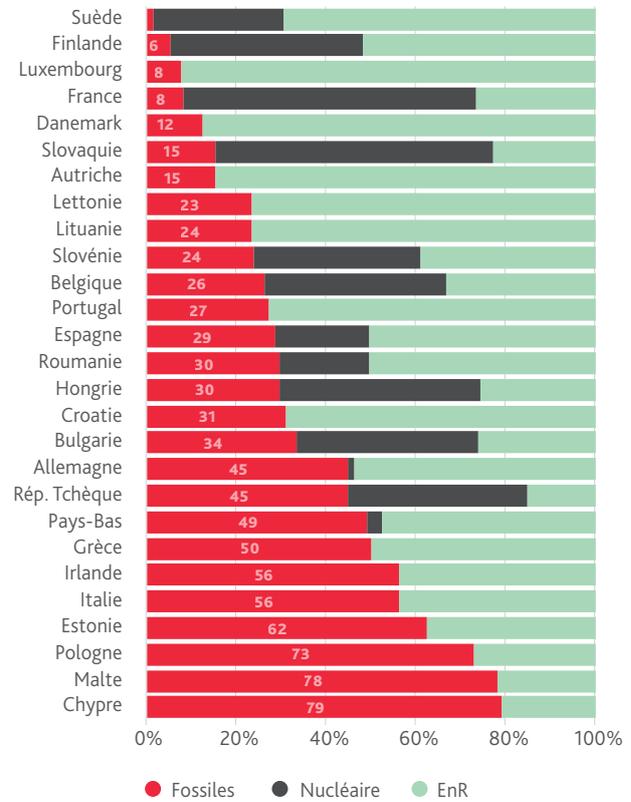
1. UNE BAISSÉ RECORD DES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EUROPÉEN EN 2023

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) du système électrique européen ont diminué de 20 % en 2023, grâce à une forte réduction de la production fossile. Pour la première fois, les énergies bas-carbone ont ainsi représenté les deux tiers de la production d'électricité européenne, tandis que la part des fossiles tombe à un tiers seulement. Comme le montre la **Figure 2**, les énergies fossiles représentent désormais moins d'un tiers du mix électrique dans 16 États membres.

Cette évolution rapide en faveur de la décarbonation s'explique par une combinaison de facteurs (**Figure 3**). La baisse de la production fossile (-209 TWh) – particulièrement marquée pour le charbon avec un recul de 26 % – a été en premier lieu compensée par le développement rapide des énergies renouvelables (EnR) électriques : la production solaire et éolienne a augmenté de 90 TWh en 2023 (81 TWh en 2022), soit l'équivalent de la consommation d'électricité de la Belgique.

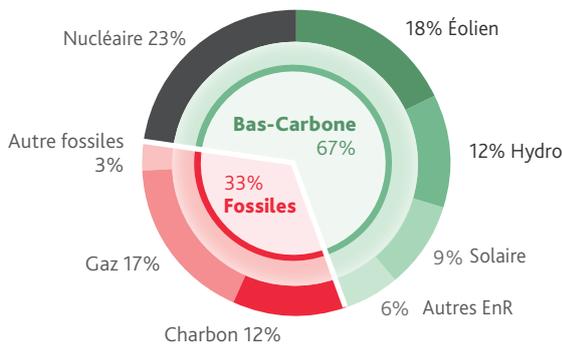
Mais elle est également la conséquence d'une très forte baisse de la consommation, qui atteint 82 TWh par rapport à 2022, et même 186 TWh par rapport à 2021. Cette évolution s'explique en premier lieu par les progrès en matière d'efficacité et de sobriété énergétiques. Mais pour une partie significative (40 %), elle témoigne également d'un phénomène plus préoccupant de destruction de la demande dans le secteur industriel, lié à l'explosion des prix de marché lors de la crise énergétique, à contre-courant de la trajectoire d'électrification poursuivie par l'Europe.

FIGURE 2. Mix électrique par grandes filières dans les États membres de l'UE en 2023



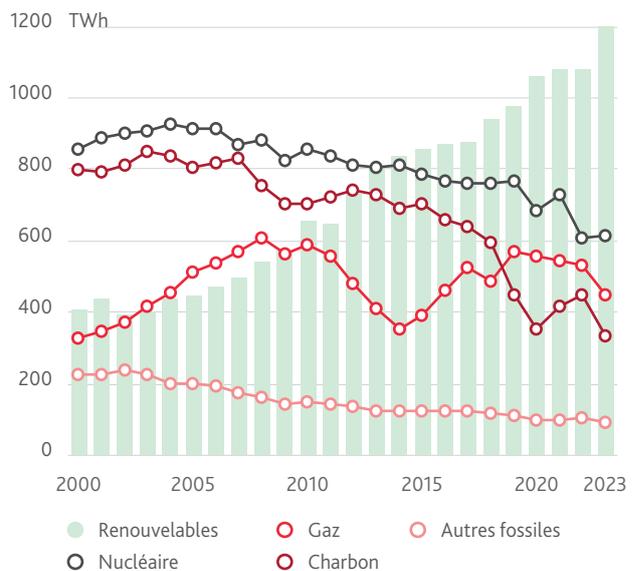
Source : Iddri, données Citepa 2021

FIGURE 1. Production d'électricité par sources dans l'Union européenne en 2023



Source : Iddri, données (Ember, 2024b)

FIGURE 3. Production annuelle d'électricité dans l'Union européenne par filières



Source : Iddri, données (Ember, 2024b)

2. DES OBJECTIFS PARTICULIÈREMENT AMBITIEUX POUR 2030

À la suite de la crise énergétique et du plan RepowerEU, le rôle clé de la production d'électricité décarbonée et de l'électrification a été reconnu comme un levier essentiel de résilience et de réduction de la dépendance aux énergies fossiles importées. Les dernières révisions des plans nationaux énergie-climat (PNEC) ont ainsi conduit à une hausse de l'ambition de 45 % pour l'éolien et de 70 % pour le solaire depuis 2019 (Ember, 2024a).

À l'échelle européenne, le plan RePowerEU prévoit que la part des énergies renouvelables puisse atteindre 70 % du mix électrique européen dès 2030, contre 45 % en 2023 (Commission européenne, 2022, p. 23). Au niveau des États membres, 14 pays portent l'ambition d'atteindre une part renouvelable comprise entre 70 % et 100 % de leur mix électrique à l'horizon 2030¹, et 25 devraient atteindre plus de 70 % d'électricité bas carbone (Ember, 2024c).

L'atteinte de ces objectifs implique un déploiement sans précédent des capacités solaires et éoliennes en Europe (Figure 4) :

- pour le solaire photovoltaïque, il faudra atteindre en moyenne sur les 7 prochaines années le rythme de développement record atteint en 2023, à savoir 56 GW² ;
- pour l'éolien, il s'agira de doubler le rythme de croissance observé en 2023, à savoir passer de 16 GW à 33 GW par an, avec une part croissante pour l'éolien offshore.

FIGURE 4. Évolutions du mix électrique de l'UE entre 2023 et 2022



Source : Iddri, données (Ember, 2024b)

¹ Lituanie, Estonie, Danemark, Autriche, Portugal, Grèce, Suède, Irlande, Croatie, Espagne, Lettonie, Pays-Bas, Allemagne, Italie. Ces pays représentent 60 % de la consommation d'électricité européenne.

² À titre d'illustration, 650 GW de photovoltaïque correspondent à environ 1,4 kWc (ou 8m² de panneaux) installé par habitant en moyenne au niveau de l'Union européenne.

En tenant compte des autres sources renouvelables et du nucléaire, ce déploiement devrait permettre d'assurer dès 2030 un mix électrique décarboné à plus de 80 %, tout en répondant aux besoins en matière d'électrification (EEA/ACER, 2023, p. 12). De façon similaire à ce qui est prévu en France, les scénarios de la Fédération européenne des opérateurs de réseaux de transmission d'électricité et de gaz prévoient une hausse de la demande électrique de 10 à 25 % d'ici 2030 (ENTSO-E/ENTSO-G, 2024a)³.

3. RÉUSSIR LA TRANSITION ÉLECTRIQUE : SIX DÉFIS POUR L'EUROPE

3.1. Clarifier l'intégration des énergies renouvelables dans la stratégie industrielle européenne

La transition électrique représente un enjeu clé pour la stratégie pour l'industrie verte et « zéro émission nette » de l'Europe, à la fois pour assurer sa souveraineté sur des technologies et filières clés, et pour faciliter l'électrification de l'industrie dans les décennies à venir.

En termes de souveraineté industrielle, de nombreuses questions restent en suspens, en dépit des orientations fournies par le règlement pour une industrie à zéro émission nette, adopté le 27 mai 2024 (Commission européenne, 2024). L'objectif transversal de fabriquer « au moins 40 % des besoins annuels » de déploiement des technologies dites « stratégiques » en Europe constitue un marqueur intéressant, mais à adapter en fonction des enjeux et réalités de marché des différentes filières, autour de trois approches complémentaires :

- la première concerne les risques géopolitiques : l'enjeu prioritaire est de réduire les risques liés à une trop forte dépendance envers certains pays ou régions, en jouant sur la diversification (pour les matières premières) et le développement d'une capacité industrielle domestique permettant de satisfaire une part réduite de la demande, mais pouvant être rapidement massifiée en cas de crise géopolitique ;
- la deuxième concerne l'ambition politique incarnée par l'idée de « souveraineté industrielle », visant à sécuriser une forte part de marché des fabricants européens « quoi qu'il en coûte ». En effet, face à un différentiel de prix parfois important, l'ambition de souveraineté industrielle implique de subventionner fortement l'amont (développement des capacités industrielles) et l'aval (soutien à la production d'électricité), au risque d'épuiser rapidement les finances

³ À noter que le plan d'action de l'UE pour les réseaux, publié fin 2023, évoque à plusieurs reprises une hausse de « 60 % d'ici à 2030 ». Il s'agit d'une erreur, c'est la tendance indiquée par ENTSO-E pour 2050 (Commission européenne, 2023).

publiques (et ce d'autant plus en période d'austérité budgétaire), et de mettre en danger l'atteinte des objectifs de déploiement ;

- enfin, la troisième concerne le positionnement stratégique de l'industrie européenne sur des marchés mondiaux de plus en plus concurrentiels : faut-il être présent sur l'intégralité de la chaîne de valeur de chaque technologie jugée « stratégique » ? Ou concentrer les ressources pour établir un leadership sur certains segments de pointe et à forte valeur ajoutée, à l'instar des technologies d'intégration des EnR au système électrique ou de l'éolien offshore ?

Pour le photovoltaïque, l'Europe semble hésiter entre ces approches : d'un côté, l'Alliance européenne de l'industrie solaire initiée en 2022 par la Commission prévoit de porter la part de marché des fabricants européens à plus de 50 % dès 2025 (contre 3 % aujourd'hui), portée par un fort engouement politique pour les « giga-factories » partout en Europe⁴ ; de l'autre, la compétitivité des fabricants européens est actuellement anéantie par les surcapacités chinoises qui ont entraîné une baisse de prix des modules de 50 % sur les 12 derniers mois (PVXchange, 2024). Et le niveau d'ambition semble rester en-dessous de celui de la Chine : l'industriel chinois JinkoSolar prévoit une nouvelle usine de 56 GW pour 2025, là où les plus grandes usines européennes visent environ 5 GW (pv-magazine, 2024).

Pour l'éolien, la situation est inversée : l'industrie européenne était jusqu'à peu le leader mondial, mais sa part de marché est en train de s'effondrer au profit de la Chine⁵. La situation pourrait également rapidement évoluer sur le marché européen. Si les industriels domestiques dominaient jusque-là le marché (85 %), la concurrence chinoise devient de plus en plus pressante, jusqu'à susciter une réaction politique⁶.

De plus, on peut observer un décalage entre l'ambition de doublement du rythme de déploiement de l'éolien portée par les stratégies politiques, et des industriels focalisés davantage sur la consolidation de leur modèle économique à la suite de difficultés économiques⁷. Un récent rapport sur l'industrie éolienne en Europe conclut ainsi que la demande européenne pourrait dépasser les capacités de fabrication domestiques dès 2026, avec 50 % d'imports en 2030 (WindEurope & Rystad Energy,

2023). Dit autrement : pour préserver le marché européen de l'éolien, il faut non seulement un portage politique (et des aides) très volontaristes au service de l'industrie éolienne, mais également un engagement fort de l'industrie européenne en faveur d'une telle expansion.

Inversement, la réussite de la transition électrique européenne va aussi en grande partie se mesurer à sa capacité à subvenir aux besoins massifs en matière d'électrification de l'industrie, tout en fournissant des prix compétitifs, avec un besoin de préciser l'approche stratégique poursuivie.

En effet, la crise de l'énergie a abouti à un paysage fragmenté d'approches nationales visant à réduire le coût de l'électricité pour les acteurs industriels, générant un besoin d'harmonisation européenne pour éviter les effets de concurrence déloyale entre États membres, plutôt que vis-à-vis des concurrents extérieurs (Jäger, 2023). Une feuille de route pour l'électrification industrielle devrait également permettre d'identifier les dispositifs pouvant favoriser les synergies entre les besoins de l'industrie européenne et la transition électrique, à l'image du développement de portefeuilles d'électricité décarbonée permettant d'assurer des prix stables et compétitifs pour les acteurs industriels (DIW, 2024). Enfin, en lien avec de futures réformes du marché électrique (voir section 3.4), cette réflexion stratégique devrait également aborder le difficile arbitrage sur les aspects distributifs, considérant notamment la volonté concomitante de favoriser la compétitivité industrielle et de protéger les consommateurs résidentiels (Bruegel, 2024).

3.2. Le doublement des besoins de flexibilité, nouvelle clé de voûte du système électrique européen

L'accélération du développement des énergies renouvelables à production variable (EnR-V) va profondément modifier le fonctionnement du système électrique européen. En effet, l'éolien et le solaire pourraient représenter jusqu'à 55 % du mix électrique européen en 2030, avec une puissance installée (1 100 GW au total) équivalente au double de la pointe électrique européenne.

Selon un rapport de l'Agence européenne pour l'environnement et l'Agence européenne des régulateurs de l'énergie, les besoins en flexibilité pourraient ainsi doubler sur la décennie, avec un besoin particulièrement prononcé pour la flexibilité intra-journalière, en phase avec l'essor du photovoltaïque, comme l'illustre la **Figure 5** (EEA/ACER, 2023).

Le besoin de flexibilité additionnelle à l'échelle saisonnière reste plus faible en raison des effets de foisonnement entre les productions photovoltaïques (plus fortes en été) et éoliennes (plus fortes en hiver) à l'échelle européenne. Comme le montre la **Figure 6**, en 2023, la variation de la production mensuelle combinée de l'éolien et du solaire n'a jamais dépassé -13 % et +10 % par rapport à la moyenne annuelle.

Anticipant cet enjeu clé, le nouveau règlement sur le marché électrique européen adopté en mai 2024 a ainsi inscrit à son article 19 une nouvelle obligation pour les États membres d'élaborer des stratégies de déploiement des flexibilités bas-carbone sur 10 ans, incluant une analyse des besoins, des potentiels,

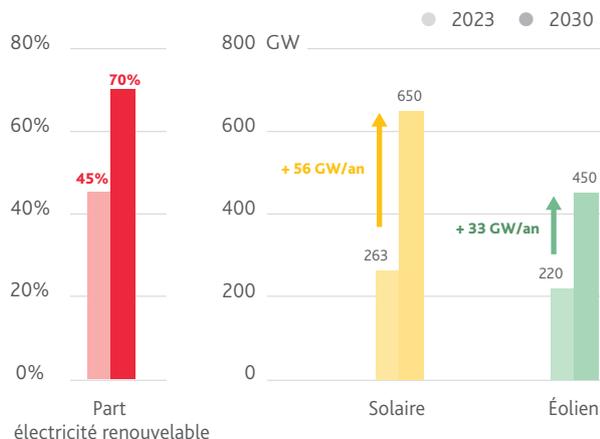
⁴ Le plan d'action de l'Alliance européenne de l'industrie solaire prévoit d'atteindre jusqu'à 30 GW de fabrication de modules dès 2025, tandis que les objectifs de déploiement se situent autour de 55 à 60 GW par an. L'alliance recense actuellement une dizaine de projets en Europe.

⁵ Selon Enerdata, la part de marché des turbiniers chinois est passée de 46 % en 2021 à 66 % en 2022 ; la Chine représente désormais les deux tiers des ajouts de capacité au niveau mondial (77 GW d'éolien installés en 2023, contre 17 GW dans l'UE [Enerdata, 2024]).

⁶ Les industriels chinois proposent des tarifs annoncés à -20 %, ce qui a également conduit l'exécutif européen à lancer une enquête sur les fabricants chinois et de potentielles pratiques anti-concurrentielles (EnergyWatch, 2024).

⁷ Les turbiniers européens ont subi plusieurs années difficiles, liées à la hausse des coûts des matières premières et des marges financières réduites, ainsi que des goulots d'étranglement générés par les retards pris dans l'attribution d'appels d'offres et la mise en œuvre des projets (WindEurope & Rystad Energy, 2023).

FIGURE 5. État 2023 et objectifs 2030 (en % et GW) pour les énergies renouvelables électriques dans l'UE



Source : Iddri, données CE, (Ember, 2024b)

des obstacles et mécanismes de soutien éventuels, ainsi que la définition d'un objectif national indicatif. Avec un enjeu évident d'harmonisation des approches, voire idéalement de mutualisation des analyses (et mesures) entre pays voisins⁸.

Les batteries (résidentielles et à l'échelle du réseau) constituent actuellement un marché particulièrement dynamique dans les pays les plus en avance sur le développement du solaire (Allemagne et Italie notamment). En 2023, 80 % des nouvelles installations résidentielles de photovoltaïque en Allemagne étaient ainsi associées à des batteries, avec 7 GW installés au total. À l'horizon 2035, ENTSO-E estime qu'en Europe, les batteries stationnaires pourraient atteindre 143 GW contre 16 GW fin 2023, devenant ainsi la première solution de flexibilité, devant les stations de transfert d'énergie par pompage hydro-électriques STEP) (ENTSO-E/ENTSO-G, 2024b)⁹.

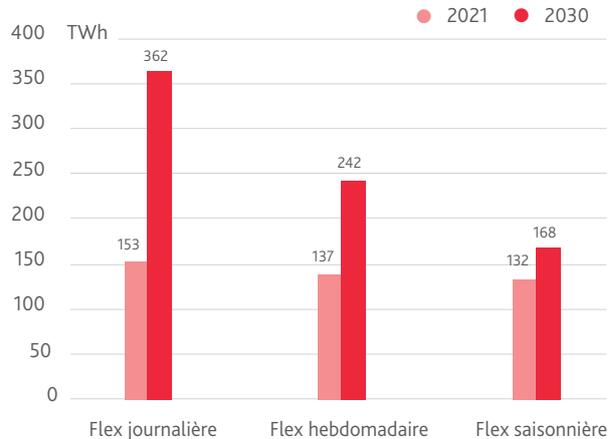
Toutefois, au-delà du stockage par batteries, la diversité des leviers de flexibilité qui peuvent (et doivent) être développés ne doit pas être négligée, à commencer par le pilotage de la demande¹⁰. Pour le seul cas de la France, le bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE indique ainsi un gain économique « entre

⁸ Afin d'éviter les risques de redondance, on peut y ajouter un enjeu d'articulation entre cette nouvelle stratégie et les processus d'évaluation déjà existants, notamment relatifs à la sécurité d'approvisionnement (au niveau national et européen).

⁹ Selon les scénarios du schéma décennal de développement des réseaux d'ENTSO-E (2024), la capacité des batteries stationnaires serait largement supérieure à celle des STEP en 2035 (143 contre 57 GW), tandis que le volume d'énergie stocké pourrait être similaire (119 TWh pour les batteries, 107 TWh pour les STEP), tout en répondant à des besoins de flexibilité potentiellement différents (intra-journaliers et hebdomadaires pour les batteries, davantage saisonniers pour les STEP).

¹⁰ Parmi les plus grands potentiels de consommations « pilotables », on peut notamment citer les effacements d'industriels électro-intensifs, les ballons d'eau chaude sanitaire, les autres appareils électroménagers « blancs » (lave-linge, lave-vaisselle), les recharges de véhicules électriques et le chauffage électrique (par convecteurs ou pompes à chaleur) dans les logements correctement isolés.

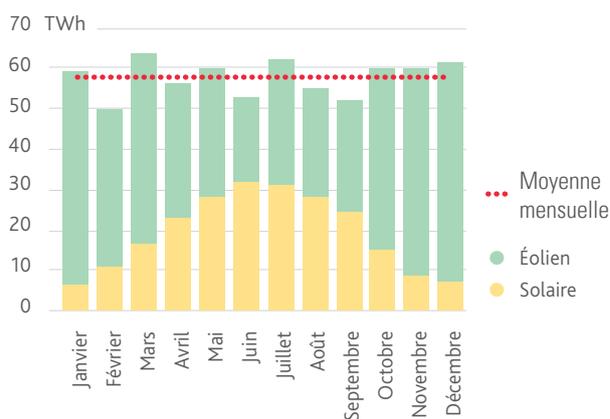
FIGURE 6. Besoins de flexibilité du système électrique européen en 2021 et 2030



Source : Iddri, données (EEA/ACER, 2023)

quelques centaines de millions et de l'ordre d'un milliard d'euros par an à l'échelle du système électrique », tout en soulignant l'importance d'élaborer une feuille de route stratégique pour son déploiement, autour de trois axes : un programme industriel de déploiement des équipements nécessaires (compteurs intelligents et systèmes de pilotage à l'échelle des bâtiments et bornes de recharge électriques, etc.) ; un renforcement des incitations économiques au pilotage (voir section 3.4), et un pilotage coordonné de l'ensemble des leviers de flexibilité, pour garantir leur efficacité et disponibilité lors des périodes de tension pour le système électrique (RTE, 2023).

FIGURE 7. Foisonnement entre les productions mensuelles de l'éolien et du solaire à l'échelle européenne en 2023



Source : Iddri, données (Ember, 2024b)

3.3. Les infrastructures réseaux, colonne vertébrale de la transition électrique

Afin de faire face à la fois au déploiement des capacités renouvelables et à l'électrification de la demande, un fort déploiement des infrastructures réseaux reste indispensable. Sans oublier le rôle clé des réseaux pour gérer la flexibilité : les interconnexions transfrontalières pourraient satisfaire entre 15 et 33 % des besoins de flexibilités journalière et hebdomadaire en Europe à l'horizon 2030, en permettant à la fois un meilleur foisonnement au niveau de la production et de la consommation, et une meilleure mutualisation des outils de flexibilité existants (JRC, 2023a, p. 14).

Le récent plan d'action pour les réseaux de la Commission européenne évoque ainsi des besoins d'investissements de 584 milliards d'euros d'ici 2030 (environ 75 milliards par an), dont la majeure partie devrait être consacrée aux réseaux de distribution (Commission européenne, 2023)¹¹. Au-delà du besoin de financement, ce déploiement soulève également un enjeu industriel de taille, la demande annuelle en câbles pouvant être multiplié par 4, celle pour les équipements électriques par 2, pour le seul cas de la France (*Ouest France*, 2024).

Les délais de raccordement au réseau représentent également un goulot d'étranglement de plus en plus important pour les projets renouvelables en Europe, avec jusqu'à 150 GW de projets éoliens et solaires bloqués respectivement en Italie et en Espagne (Reuters, 2023).

Au-delà du développement quantitatif des infrastructures réseaux, il ne faut pas négliger les évolutions qualitatives qui peuvent dans de nombreux cas accélérer les raccordements au réseau des projets, tout en limitant les besoins de renforcement. C'est le cas des dispositifs de pilotage à distance des installations renouvelables et de l'écrêtement dynamique de la puissance injectée¹², du foisonnement de centrales éoliennes et photovoltaïques sur un même point de raccordement¹³ ou des installations avec batteries.

À ce titre, on peut regretter, à l'instar de la Commission de régulation de l'énergie, que ces « bonnes pratiques » soient pour l'instant essentiellement réservées à des expérimentations

¹¹ Ces ordres de grandeurs semblent cohérents avec ceux évoqués par les gestionnaires de réseaux français RTE et Enedis avec 200 milliards d'euros au total d'ici 2040 (soit 11 milliards par an environ).

¹² À titre d'exemple, ce pilotage à distance est obligatoire en Allemagne pour toutes les installations EnR de plus de 25 kW. Le gestionnaire du réseau de distribution doit pouvoir consulter à tout moment la puissance d'injection instantanée et être en mesure de la moduler à distance. En France, ce type de règles n'existe à ce stade que dans le cadre d'expérimentations locales. En Allemagne, l'approche par l'écrêtement dynamique a permis à certains opérateurs de réseaux de doubler les capacités de raccordement du réseau existant (pour le solaire notamment), à condition que l'opérateur de l'installation accepte un écrêtement à distance lors de pics de tension sur le réseau.

¹³ Lors d'un événement organisé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) le 15 mai 2024, l'opérateur Galileo a indiqué que, selon une étude, un point de raccordement prévu pour un parc éolien terrestre de 20 MW pouvait en parallèle accueillir 36 à 47 MW de photovoltaïque (en fonction de la position géographique et du gisement éolien et solaire), doublant de fait le taux d'usage du raccordement réseau, avec un écrêtement correspondant à seulement 6 à 8 % de la production annuelle totale.

locales permises par le « bac à sable réglementaire », alors qu'il semble urgent de généraliser celles qui ont déjà fait leurs preuves (en France et surtout chez nos voisins européens) pour faire face aux enjeux de la transition électrique (CRE, 2024).

3.4. Prévoir le coup d'après : une architecture de marché adaptée à un système de plus en plus flexible

Il peut sembler paradoxal d'évoquer le besoin d'une nouvelle évolution de l'architecture du marché électrique européen, alors que le Conseil européen vient tout juste d'adopter en mai 2024 le projet de réforme initié pendant la crise énergétique. Si la précédente réforme traitait avant tout des effets directs de la crise¹⁴, il s'agit désormais de s'assurer que le marché soit en mesure d'absorber un fonctionnement beaucoup plus volatile, fondé sur un mix électrique très majoritairement bas-carbone et renouvelable (Rüdinger & Berghmans, 2024). Et le temps presse s'il s'agit d'anticiper la situation en 2030 : les expériences passées ont montré qu'entre l'initiation du processus politique et la mise en œuvre de nouvelles règles de marché par les opérateurs et régulateurs, il peut se passer cinq à six ans.

L'une des difficultés d'une future réforme de l'architecture du marché électrique provient de l'équilibre extrêmement délicat entre la nécessité d'apporter des solutions à des défis techniques, liés principalement à l'intégration de l'électricité renouvelable, la prise en compte des enjeux socio-économiques et le besoin de légitimation politique. On constate en effet une divergence croissante entre deux sphères de débat, qui pourrait s'avérer périlleuse pour de futures réformes :

- d'une part, la communauté des « experts » va débattre des meilleures solutions pour réussir l'intégration de la production variable et des moyens de flexibilité sur le marché, en favorisant des signaux prix (et tarifs) de plus en plus dynamiques, le renforcement des interconnexions physiques et de l'harmonisation du fonctionnement des marchés, et des échanges à des délais de plus en plus rapprochés ;
- d'autre part, la crise énergétique et l'explosion des prix sur les marchés de gros a pu conduire, dans certains pays, à une remise en cause structurelle de la légitimité du marché électrique européen sur le plan politique. Le cas de la France reste emblématique avec plusieurs partis politiques (à gauche comme à droite) appelant depuis deux ans à un « Frexit » du marché de l'électricité (Godelier, 2024).

Les accusations faites contre le marché électrique européen comme principal « coupable » de la hausse des prix se sont avérées infondées (ACER, 2022). Mais il est vrai que les mécanismes de construction des prix du marché de gros ont pu amplifier les effets de la hausse des prix des énergies fossiles pour les consommateurs (Calatayud & Météreau, 2023 ; Goldberg & Guillou, 2023).

¹⁴ Avec notamment l'idée centrale d'améliorer la protection des consommateurs, de renforcer le rôle des contrats de long terme pour favoriser la stabilité des prix et de mettre en place des mécanismes de gestion de futures crises.

Cantonner l'enjeu des réformes du marché électrique à un débat d'experts sur les dimensions techniques telles que la « division des zones de prix », la « tarification nodale », le « *clearing* en temps réel » ou « l'intégration du pilotage de la demande dans les mécanismes de capacité » sans reconnaître l'enjeu de la légitimité politique et la gestion des impacts socio-économiques pourrait s'avérer contreproductif, d'autant plus dans un contexte où les forces anti-européennes gagnent du terrain.

Un futur projet de réforme devrait ainsi d'abord s'atteler à établir une vision stratégique sur le rôle du marché intégré en tant qu'outil (et non pas fin en soi) pour gérer la transition vers une économie décarbonée tout en assurant des prix de l'électricité compétitifs et accessibles aux consommateurs industriels et résidentiels. Ce qui implique également d'identifier les points de tension et besoins d'arbitrages politiques autour d'enjeux clés.

- Comment concilier le besoin de prix stables pour protéger les consommateurs et favoriser l'électrification avec le passage à un signal-prix de marché de plus en plus dynamique, nécessaire pour signaler les besoins de flexibilité et guider le pilotage de l'offre et de la demande en temps réel¹⁵ ?
- Faut-il réviser les règles pour les aides d'État à l'énergie afin de répondre aux enjeux de compétitivité industrielle dans un environnement international de plus en plus concurrentiel ? Comment, dans ce cas, éviter les risques de *dumping* entre États membres au sein de l'Union ?
- Est-il toujours possible (et souhaitable) de maintenir le principe de péréquation tarifaire alors qu'il faudrait assurer une meilleure prise en compte des contraintes réseaux dans le signal prix (impliquant des tarifs différenciés par zones pour la partie « énergie » et l'utilisation des réseaux, voire le passage à un système de prix nodaux¹⁶) ?
- Faut-il miser sur des approches centralisées pour gérer l'ensemble de la production bas-carbone sous la forme d'un « pool » pour maximiser les effets de foisonnement et réduire les coûts d'intégration de la production variable (Neuhoff *et al.*, 2023) ? Ou assurer davantage de décentralisation en favorisant les contrats individuels de gré à gré (*power purchase agreements*) et l'autoconsommation ?

¹⁵ À titre d'illustration, au Danemark, 70 % des consommateurs disposent de tarifs dynamiques au pas horaire, associés à des tarifs d'utilisation des réseaux dynamiques (avec différenciation entre heures pleines et heures creuses et entre saisons). En France, le bilan prévisionnel de RTE assume que le nombre de consommateurs passant à une tarification « semi-dynamique » du type TEMPO devrait augmenter de 270 000 à jusqu'à 700 000 d'ici 2030. De même, RTE prévoit que jusqu'à 7 millions de véhicules électriques bénéficient d'une recharge « pilotée » en 2030, ce qui implique une tarification suffisamment dynamique (et incitative). Dans la construction des grilles tarifaires, on peut également s'interroger sur la pertinence du choix de répercuter le coût du mécanisme de capacité sur l'ensemble de la consommation annuelle, alors qu'il devrait effectivement être lié aux kWh consommés durant les périodes de forte tension pour le système.

¹⁶ La tarification nodale permet d'inclure directement dans le prix de marché de l'électricité les contraintes liées à l'utilisation des réseaux, ce qui permet d'éviter en théorie les phénomènes de congestion et les coûts associés. La tarification nodale est généralement considérée comme étant la solution « idéale », mais difficile à mettre en place en raison des effets de dépendance de sentier (JRC, 2023b ; Neuhoff *et al.*, 2023).

Instruire ces débats de façon constructive exige de reconnaître la complémentarité des approches techniques et politiques dans le débat sur l'évolution de l'architecture de marché, en établissant des ponts entre ces deux communautés d'acteurs, autour d'espaces de dialogue dédiés. Cela implique également de réaliser davantage d'évaluations et d'études d'impact détaillées pour mieux saisir les enjeux de l'évolution du système électrique européen après 2030 et les conséquences potentielles de différentes réformes.

3.5. Financer la transition bas-carbone dans un contexte d'austérité et de taux d'intérêts élevés

Loin d'être réservé au seul secteur électrique, le défi du financement affecte tous les secteurs de la transition écologique. Selon un chiffrage réalisé par I4CE, les investissements en faveur de la transition bas-carbone devrait doubler à l'échelle européenne, pour passer de 400 à 800 milliards d'euros par an (I4CE, 2024). Les besoins additionnels se divisent à parts égales entre trois grands piliers : la transition électrique¹⁷, l'efficacité énergétique des bâtiments, et la mobilité bas-carbone.

Tous ces investissements partagent les mêmes caractéristiques financières, soit une intensité capitalistique (ratio entre l'investissement initial et les coûts opérationnels) très importante, associée à une durée de vie longue. En raison de ces deux facteurs, le coût de financement influe fortement sur la viabilité économique des projets.

À titre d'illustration, la récente hausse des taux directeurs (passés de 0 à 4,5 % en l'espace d'un an et demi) observée depuis la crise énergétique a directement affecté le coût de la dette pour les projets d'énergies renouvelables¹⁸. Selon une étude de WoodMackenzie, une hausse des taux d'intérêts d'à peine 2 % peut générer une augmentation du coût de production de l'électricité comprise entre 16 % (éolien offshore) et plus de 20 % (photovoltaïque au sol) (Wood Mackenzie, 2024).

Dans ce contexte, la question du développement de nouveaux mécanismes de financement innovants permettant de faciliter l'accès aux capitaux tout en réduisant les coûts de financement des projets se pose avec une nouvelle acuité. Plusieurs pistes sont ainsi en débat, leur sort devant être décidé au cours de la prochaine mandature européenne :

- on peut tout d'abord citer l'appel à renforcer l'union des marchés de capitaux afin de faciliter l'investissement privé et public, proposition qui figure de façon prééminente dans le rapport sur le marché unique (Letta, 2024) ;

¹⁷ Dans le détail, l'étude identifie des besoins d'investissements additionnels de 74 milliards d'euros pour l'éolien, 8 milliards pour le solaire et 42 milliards pour les réseaux (soit 124 milliards au total).

¹⁸ Certains articles évoquent d'ailleurs le terme de « fossilflation » pour souligner l'impact qu'a eu la hausse des prix des énergies fossiles sur le taux d'inflation et la hausse des taux directeurs, effets qui rendent paradoxalement plus difficiles les politiques de transition visant justement à limiter cette dépendance (Schnabel, 2022).

- la création d'un nouveau plan d'investissement européen fléchi sur la transition écologique, financé par le budget européen ou sur la base d'un endettement commun (en référence au précédent du financement des plans de relance post-Covid), pourrait également constituer une possibilité ;
- l'assouplissement du cadre de stabilité et de croissance européen pour établir des règles comptables préférentielles pour les investissements verts des États membres a également fait partie du débat, même si l'adoption de la réforme du pacte de stabilité en 2024 semble refermer cette porte pour l'avenir proche.
- l'application de taux différenciés pour le refinancement des projets de transition écologique par la Banque centrale européenne (BCE) représente une autre option évoquée dans le débat public, notamment reprise par le président Emmanuel Macron (*Le Monde*, 2024). Elle requiert néanmoins une évolution du mandat de la BCE, la rendant également incertaine.

3.6. Favoriser l'appropriation locale et le partage de la valeur des projets

Face à l'ampleur du déploiement des sources d'énergies renouvelables requis sur la prochaine décennie, la question des outils permettant de favoriser l'appropriation locale et le juste partage de la valeur des projets se pose avec une acuité nouvelle.

Après avoir connu une phase d'engouement entre 2015 et 2018 avec l'appel à une « *Union de l'énergie focalisée sur le citoyen – dans laquelle ce dernier prend à son compte la transition énergétique* » (Commission européenne, 2015), et l'instauration des communautés d'énergies renouvelables (CER) par la directive sur les énergies renouvelables de 2018 (Rüdinger, 2019), le portage politique des enjeux d'appropriation citoyenne a plutôt diminué au cours des dernières années, au profit de la simplification des procédures d'autorisation et de raccordement¹⁹.

À titre d'illustration, en mai 2024, seuls 6 États membres sur 27 ont correctement transposé la définition des « communautés d'énergies renouvelables », et seulement 3 ont mis en place des réglementations et mécanismes de soutien favorables à leur développement au niveau adéquat, selon l'outil de suivi publié par Rescoop, la fédération européenne des coopératives citoyennes d'énergie²⁰.

En 2023, on a pu noter un certain regain d'intérêt pour l'amélioration du partage de la valeur des projets, afin de

favoriser l'acceptation des projets. C'est notamment le cas en Allemagne, où l'article 6 de la loi sur les énergies renouvelables révisée en 2023 prévoit d'établir (de façon non obligatoire) une redevance de 2 euros par MWh au bénéfice des communes riveraines situées dans un rayon de 2,5 kilomètres autour du projet²¹. De même, un nombre croissant de régions allemandes élaborent ou ont déjà adopté des lois sur le partage de la valeur des projets renouvelables, souvent plus ambitieuses que la réglementation nationale (BWE, 2024).

En France, une approche similaire (bien qu'à un niveau nettement moindre²²) a été introduite avec l'article 93 de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables de mars 2023. Le projet de décret, toujours en attente de finalisation, évoque ainsi le principe d'une contribution obligatoire des projets lauréats d'appels d'offres nationaux de 17 500 euros par MW installé, qui seraient fléchés vers des projets locaux en faveur de la transition écologique et de la protection de la biodiversité, ou pouvant donner lieu à une participation de la collectivité au capital du projet.

Ces initiatives visant à renforcer le partage des bénéfices financiers avec les acteurs locaux sont à saluer, mais ne doivent pas empêcher une réflexion plus large sur l'ensemble des leviers permettant d'assurer que les projets d'EnR se fassent systématiquement « avec » les territoires, en valorisant notamment la participation des acteurs locaux à la gouvernance à toutes les phases des projets.

4. CONCLUSION : UNE ACTION EUROPÉENNE COORDONNÉE RESTE INDISPENSABLE

La transition électrique constitue un enjeu de premier plan pour la mise en œuvre du Pacte vert et l'atteinte de la neutralité carbone en Europe. Et c'est probablement aussi le secteur dans lequel les mutations ont été les plus rapides ces dernières années, en ce qui concerne à la fois la perception des impacts de la crise énergétique et l'accélération du rythme de transition qui en a résulté.

Mais c'est également cet enjeu des temporalités qui exacerbe aujourd'hui l'ampleur des défis pour réussir la prochaine phase de la transition électrique. Que ce soit à l'échelle de la réalisation des projets d'énergies renouvelables, de l'évolution des réglementations politiques ou du fonctionnement des marchés : 2030, c'est demain.

¹⁹ Pour le cas de la France, on peut rappeler la publication d'un plan d'action adossé à un objectif national de développer « 1 000 projets d'énergies renouvelables à gouvernance locale d'ici 2028 », porté par la ministre Barbara Pompili en 2021 et oublié depuis (MTE, 2021 ; Rüdinger, 2022). De même, le mécanisme du bonus participatif, considéré depuis 2016 comme le principal outil favorisant le financement participatif et les projets à gouvernance locale dans les appels d'offres français, n'est aujourd'hui plus du tout mobilisé par les porteurs de projets, en raison de critères jugés trop complexes.

²⁰ L'outil de suivi des transpositions peut être consulté ici : <https://www.rescoop.eu/policy/transposition-tracker/enabling-frameworks-support-schemes>. En France, le décret d'adoption des CER, adopté le 26 décembre 2023, a mis 5 ans à être publié et le statut de CER n'est toujours pas utilisé sur le plan opérationnel.

²¹ Pour un parc éolien de 10 MW, cela représente environ 50 000 euros par an.

²² Le mécanisme allemand prévoit une contribution de 2 euros par MWh, à verser tous les ans pendant 20 ans, là où la proposition française équivaldrait à un versement unique (en début de projet) d'environ 1,2 euro par MWh pour un projet photovoltaïque, et 0,6 euro par MWh pour un projet éolien, selon le projet décret, réduit à 0,5 euro par MWh dans la proposition faite par la CRE (CRE, 2024). On peut néanmoins noter que la France dispose déjà d'un levier fiscal similaire au modèle allemand avec l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER), qui prévoit une contribution d'environ 3 à 3,5 euros par MWh payable chaque année pour les projets éoliens et photovoltaïques.

Face à l'ampleur des défis, cela implique également que les partenaires européens évitent à tout prix de perdre du temps sur des débats stériles, comme cela a pu être le cas lors de la précédente réforme du marché électrique. L'enjeu semble particulièrement prégnant pour la coopération franco-allemande : après des années marquées par une incompréhension mutuelle, le retour à un partenariat fonctionnel semble aujourd'hui indispensable pour progresser de façon coordonnée et efficace lors de la mandature européenne à venir. La déclaration franco-allemande sur le nouvel agenda pour stimuler la compétitivité et la croissance dans l'Union européenne adoptée fin mai 2024 constitue un pas important en ce sens, au même titre que le plan d'action conjoint en faveur de la flexibilité électrique (BMWK, 2024).

Cela implique évidemment de dépasser les débats stériles opposant le nucléaire et les énergies renouvelables, en reconnaissant à la fois la liberté des États membres à choisir leur mix énergétique et la nécessité de résoudre, par une approche commune, les défis qui se posent à l'échelle du système électrique européen en matière de décarbonation, de gouvernance, de développement des infrastructures, et de compétitivité. Un beau programme pour la mandature qui s'ouvre.

REFERENCES

- ACER (2022). *ACER's final assessment of the EU wholesale electricity market design*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf
- BMWK (2024, mai 29). *Germany and France collaboration on power system flexibility*. https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/P/germany-and-france-collaboration-on-power-system-flexibility.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bruegel (2024). *Europe's under-the-radar industrial policy : Intervention in electricity pricing*. <https://www.bruegel.org/policy-brief/europes-under-radar-industrial-policy-intervention-electricity-pricing>
- BWE (2024). *Finanzielle Beteiligung von Anwohner*innen und Gemeinden*. Bundesverband WindEnergie.
- Calatayud, B., & Météreau, M. (2023). *Marché européen de l'électricité : Investir dans la transition énergétique, protéger les consommateurs*. Fondation Jean Jaurès. <https://www.jean-jaures.org/publication/marche-europeen-de-lelectricite-investir-dans-la-transition-energetique-protoger-les-consommateurs/>
- Commission européenne (2015). *A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy* (COM(2015) 80 Final).
- Commission européenne (2022). *Implementing the RePower EU Action Plan : Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets* (SWD(2022) 230 Final).
- Commission européenne (2023). *Grids, the missing link—An EU Action Plan for Grids* (COM(2023) 757 Final).
- Commission européenne (2024, mai 27). *Net-Zero Industry Act makes the EU the home of clean tech manufacturing and green jobs*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2309
- CRE (2024). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2024 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire* (Délibération N°2024-61). Commission de Régulation de l'Énergie.
- DIW (2024). *A Renewable Energy Pool brings benefits of energy transition to consumers* [DIW Weekly Report]. Deutsches Institut für Wirtschaft.
- EEA/ACER (2023). *Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system* (09/2023). European Environment Agency & EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- Ember (2024a). *Draft national targets put EU just short of REPowerEU*.
- Ember (2024b). *European electricity review 2024—Yearly Data* [jeu de données]. <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2024/#supporting-material>
- Ember (2024c, mars 8). Live EU NECP Tracker. *The latest targets from National Energy and Climate Plans published by EU member states, compared*. <https://ember-climate.org/data/data-tools/live-eu-necp-tracker/>
- Enerdata (2024). *Evolution of the Wind Turbines Manufacturers' Market Share*. <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/wind-market-share.html>
- EnergyWatch (2024, janvier 22). *Chinese turbines sell 20% below rivals' prices in export markets*. <https://energywatch.com/EnergyNews/Renewables/article16779228.ece>
- ENTSO-E/ENTSO-G (2024a). *2024 Ten-year network development plan (TYNDP)*. <https://2024.entso-tyndp-scenarios.eu/scenario-results/>
- ENTSO-E/ENTSO-G (2024b). *2024 TYNDP Visualisation Platform*. <https://2024.entso-tyndp-scenarios.eu/visualisation-platform/>
- Godelier, M. (2024, mai 28). *Sortir du marché européen de l'électricité : Les risques pour la France*. *La Tribune*. <https://www.latribune.fr/economie/union-europeenne/sortir-du-marche-europeen-de-lelectricite-les-risques-pour-la-france-998104.html>
- Goldberg, N., & Guillou, A. (2023). *Décorrélés les prix de l'électricité de ceux du gaz : Mission impossible ?* Terra Nova.
- I4CE (2024). *European Climate Investment Deficit report. An investment pathway for Europe's future*.
- Jäger, P. (2023). *Rustbelt relics or future keystone ? EU policy for energy-intensive industries*. Jacques Delors Centre / Hertie School.
- JRC (2023a). *Flexibility requirements and the role of storage in the future European power systems* (EUR 31239 EN). Joint Research Center.
- JRC (2023b). *Nodal pricing in the European internal electricity market*. Joint Research Center. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/50ac5c62-8055-11ea-b94a-01aa75ed71a1/language-en>
- Le Monde* (2024, mars 2). *La BCE pourrait appliquer des taux d'intérêt moins élevés au refinancement des prêts bancaires alloués à la transition écologique*. *Le Monde.fr*. https://www.lemonde.fr/idees/article/2024/03/02/la-bce-pourrait-appliquer-des-taux-d-interet-moins-eleves-au-refinancement-des-prets-bancaires-alloues-a-la-transition-ecologique_6219665_3232.html
- Letta, E. (2024). *Much more than a market—Speed, security, solidarity. Empowering the single market to deliver a sustainable future and prosperity for all EU citizens*.
- MTE (2021). *10 mesures en faveur des énergies renouvelables citoyennes*. Ministère de la Transition Ecologique. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/21191_10MesuresEnergiesRenouvelablesCitoyenne_def_light.pdf
- Neuhoff, K., Richstein, J. C., & Kröger, M. (2023). *Reacting to changing paradigms : How and why to reform electricity markets*. *Energy Policy*, 180, 113691. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113691>
- Ouest France* (2024, 05). *Pourquoi il faut investir 200 milliards dans le réseau électrique français*.
- pv-magazine. (2024, mars 29). *Chinese PV Industry Brief : JinkoSolar breaks ground on 56 GW solar factory*.
- PVXchange (2024, juin 6). *PV Price Index | May 2024*. <https://www.pvxchange.com/Price-Index>
- Reuters (2023, novembre 16). *Europe's grids become green power growth bottleneck, industry warns*. <https://www.reuters.com/business/energy/europes-grids-become-green-power-growth-bottleneck-industry-warns-2023-11-16/>

RTE (2023). *Bilan prévisionnel—Edition 2023*. <https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2023-10/2023-10-02-bilan-previsionnel-2023-principaux-resultats.pdf>

Rüdinger, A. (2019). *Les projets participatifs et citoyens d'énergies renouvelables en France—État des lieux et recommandations (Étude N°03/2019)*. Iddri.

Rüdinger, A. (2022). *Énergie citoyenne : une ambition politique forte, qui exigera des moyens supplémentaires* [Billet de blog]. Iddri. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/energie-citoyenne-une-ambition-politique-forte-qui>

Rüdinger, A., & Berghmans, N. (2024, mars 9). Réforme du marché électrique européen : La stratégie des petits pas en attendant la révolution ? Iddri. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/reforme-du-marche-electrique-europeen-la-strategie-des>

Schnabel, I. (2022). *A new age of energy inflation : Climateflation, fossilflation and greenflation*. European Central Bank.

WindEurope & Rystad Energy (2023). *The State of the European Wind Energy Supply Chain*. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain/>

Wood Mackenzie (2024). *Conflicts of interest—The cost of investing in the energy transition in a high interest-rate era*. <https://www.woodmac.com/horizons/energy-transition-investing-in-a-high-interest-rate-era/>

La transition électrique de l'Union européenne : avancées et défis

Andreas Rüdinger (Iddri)

L'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) est un *think tank* indépendant qui facilite la transition vers le développement durable. Il a été fondé en 2001. Pour cela, l'Iddri identifie les conditions et propose des outils pour placer le développement durable au cœur des relations internationales et des politiques publiques et privées. Il intervient à différentes échelles, de celle de la coopération internationale à celle des gouvernements nationaux, locaux et des entreprises, chaque échelle informant l'autre. À la fois institut de recherche et plateforme de dialogue, l'Iddri crée les conditions d'un diagnostic et d'une expertise partagés entre parties prenantes. Il les met en relation de manière transparente et collaborative, sur la base de travaux de recherche interdisciplinaire de premier plan. L'Iddri met ensuite ses analyses et propositions à la disposition de tous. Quatre enjeux sont au cœur de l'activité de l'institut : le climat, la biodiversité et les écosystèmes, l'océan et la gouvernance du développement durable.

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez www.iddri.org

Rüdinger, A. (2024). La transition électrique de l'Union européenne : avancées et défis. *Étude N°02/24*, Iddri, Paris, France.

ISSN 2258-7071

Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'ANR au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-14-01.

CONTACT

andreas.rudinger@iddri.org

Institut du développement durable et des relations internationales 41, rue du Four – 75006 Paris – France

www.iddri.org

[IDDRI_ThinkTank](#)