



Numéro 2

Eclairage sur...

Les prix négatifs, signal des besoins croissants de flexibilité

Longtemps limitées à quelques occurrences par an, les heures où les prix de l'électricité deviennent strictement négatifs connaissent une forte progression en France comme ailleurs en Europe depuis 2023. Chaque année établit désormais un nouveau record. Dans un contexte de forte croissance des productions renouvelables, notamment du solaire, et de consommation globalement stable, certaines périodes de la journée sont caractérisées par une abondance d'offre sur le marché de gros d'électricité, faisant fortement baisser les prix, parfois jusqu'à des niveaux très négatifs. Malgré une hausse générale des prix observée durant l'été 2026, la fréquence des prix négatifs a tout de même augmenté par rapport à 2025. A date de publication de la note, le nombre d'heures à prix négatifs recensées depuis le début de l'année 2026 a déjà dépassé le record constaté sur l'ensemble de l'année 2025 (568 heures constatées au 08 octobre 2026 contre 513 heures sur l'ensemble de l'année 2025).

Alors que nous entrons dans l'automne et que les occurrences sont moins fréquentes, cette note propose une analyse de ce phénomène sous l'angle du fonctionnement du marché de gros de l'électricité et plus spécifiquement sur les enchères journalières. Elle revient sur les mécanismes qui conduisent à ces épisodes, le rôle des moyens de production pilotables et non pilotables dans le contexte du marché européen interconnecté, ainsi que les effets des dispositifs de soutien sur le comportement des producteurs face aux prix négatifs.

Le constat actuel met en évidence une forte variabilité des prix, avec des épisodes de prix nuls ou négatifs sur certaines heures coexistant avec des niveaux de prix très élevés sur le reste de la journée, comme cela a été observé durant l'été 2026. L'analyse montre toutefois que cette situation ne traduit pas un dysfonctionnement technique du marché, mais reflète plutôt les tensions croissantes du système et envoie un signal du besoin croissant de flexibilités de court terme, encore insuffisamment développées. Cette note met enfin en évidence les spécificités du marché français, notamment la réactivité croissante du parc renouvelable aux signaux de prix et quelques différences observées avec les marchés voisins européens.

SOMMAIRE

1. Les prix négatifs sur le marché journalier de l'électricité.....	3
1.1. Une production abondante tire les prix à la baisse et multiplie les prix négatifs	5
1.2. Les épisodes des prix négatifs se multiplient en Europe et font évoluer la dynamique des marchés de gros de l'électricité.....	7
1.3. Malgré des prix négatifs sur le marché européen, la France reste globalement exportatrice d'électricité grâce à la flexibilité et à la compétitivité de son parc de production.....	9
2. La flexibilité offerte par des moyens de production renouvelables sur le marché journalier en France est en hausse...	10
2.1. Augmentation de la part des moyens de production renouvelables français flexibles autour de 0 €/MWh.....	11
2.2. Des profils de courbes d'offres différents entre la France et l'Allemagne	12
2.3. Flexibilité des moyens de production renouvelables en deçà de - 10 €/MWh en France et en Allemagne.....	13
3. Conclusion	15

1. Les prix négatifs sur le marché journalier de l'électricité

Le marché journalier de l'électricité a pour objectif d'assurer une minimisation des coûts de production à l'échelle européen, tout en optimisant l'utilisation des interconnexions électriques transfrontalières. Ce marché prend la forme d'une enchère unique organisée chaque jour à 12h, pour une livraison durant la journée suivante.

Le prix sur le marché journalier est déterminé par la rencontre entre l'offre et la demande. Les producteurs établissent eux-mêmes leurs programmes de production en tenant compte des contraintes techniques de leurs installations, de leurs coûts marginaux et des conditions économiques du marché.

Le coût marginal pour une centrale de production correspond à la production d'un MWh supplémentaire et intègre principalement des dépenses variables, telles que le combustible ou les quotas de CO₂. En comparant le prix du marché à leur coût marginal, les producteurs ajustent leur comportement. Si le prix de marché est supérieur à ce coût, ils ont intérêt à produire davantage et à vendre sur le marché, dans la limite de leurs capacités disponibles. A l'inverse, si le prix de marché est inférieur à ce coût, les producteurs peuvent avoir intérêt à réduire leur production.

À l'échelle du système électrique, ces incitations, conduisent à mobiliser progressivement les centrales de production par ordre croissant de coût marginal. Ainsi, intrinsèquement lié à l'existence d'un marché dans lequel les producteurs peuvent décider librement de leur production et échanger de l'électricité avec d'autres acteurs, ce mécanisme conduit à aligner le prix de marché avec le coût marginal de l'ensemble du parc de production : la centrale de production la plus chère nécessaire pour satisfaire la demande fixe le prix de marché.

Selon ce principe, les centrales aux coûts variables faibles voir nuls (filiales renouvelables) sont généralement mobilisées en priorité tandis que les centrales aux coûts variables élevés (filiales fossiles) ne sont appelées que lorsque les capacités moins coûteuses sont insuffisantes pour couvrir la consommation.

Le prix de marché devient négatif lorsque la dernière offre nécessaire pour équilibrer le système est proposée à un prix négatif. Cette situation traduit généralement une surabondance de production non flexible ou peu flexible sur certaines heures par rapport à la consommation. Le manque de flexibilité de la production peut résulter :

- de contraintes techniques ou de coûts d'arrêt et de redémarrage rendant impossible ou non économique l'arrêt de la production pour une courte période de prix négatifs,
- d'un cadre contractuel n'exposant pas le producteur au prix de marché et n'incitant pas à arrêter la production en période de prix négatif, par exemple dans le cas de certains contrats d'obligation d'achat¹.

En tout état de cause, les prix négatifs surviennent plus facilement sur les périodes de faible consommation et de production fatale abondante, marquées par des variations importantes et rapides de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les heures qui entourent ces périodes.

La formation de prix négatifs constitue donc, avant tout, un signal envoyé par le marché et ne relève pas d'un dysfonctionnement technique du marché journalier ou du système électrique². Ces prix incitent les producteurs et les consommateurs à adapter leurs comportements. Le développement des flexibilités, qu'il s'agisse du stockage, de l'effacement ou de l'adaptation de la consommation, doit

¹ Le régime d'obligation d'achat en France est un dispositif de soutien public aux énergies renouvelables et à certaines installations de production d'électricité. Il oblige des acheteurs désignés, principalement EDF et certaines entreprises locales de distribution, à acheter l'électricité produite par des installations éligibles à un tarif fixé par l'État.

² Il convient néanmoins de mentionner que les prix négatifs peuvent aussi révéler, dans certaines situations, des tensions du système électrique. Lorsque ces prix atteignent des niveaux extrêmes, ils peuvent notamment traduire une situation proche d'un déséquilibre physique du système, caractérisée par un manque de flexibilités à la baisse. Les épisodes des prix négatifs peuvent également engendrer des contraintes dynamiques sur le réseau, notamment en raison de variations rapides de production ou des échanges aux frontières lors des arrêts et redémarrage des moyens de production au passage des prix négatifs. Ces aspects plus « physiques » du phénomène ne font toutefois pas l'objet de la présente note, qui se concentre avant tout sur l'analyse du phénomène sous l'angle du fonctionnement du marché de gros de l'électricité.

permettre de réduire les épisodes de prix négatifs et, plus largement, diminuer la forte variabilité des prix sur les marchés de gros d'électricité.

La fréquence et l'amplitude croissantes de ces épisodes traduisent toutefois un besoin renforcé de développement proactif des flexibilités, tant du côté de l'offre que de la demande. L'évolution des dispositifs de soutien constitue également un levier pour renforcer l'exposition des producteurs aux signaux de marché et favoriser une meilleure prise en compte des équilibres du système électrique.

Dans ce contexte, la CRE agit, d'ores et déjà, pour accélérer le développement des flexibilités et adapter les signaux économiques adressés aux acteurs du système électrique. Un rapport dédié aux freins au développement des flexibilités sera publié prochainement par la CRE.

Exemple des actions réalisées par la CRE en faveur de la flexibilité

Dans le TURPE 7³, la CRE a introduit des incitations favorisant le recours aux flexibilités par les gestionnaires de réseaux ainsi qu'une évolution du positionnement des heures creuses afin de mieux refléter les besoins du système électrique. Dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE), la CRE veille également à maintenir des signaux tarifaires encourageant le décalage des consommations et le développement des usages flexibles.

La CRE approuve également les règles de marché permettant la valorisation des flexibilités, notamment sur les mécanismes d'ajustement et les services système. Elle a récemment validé l'évolution du dispositif de notification d'échange de blocs d'effacement (NEBEF) vers le dispositif notification d'échange de blocs de consommation (NEBCO), afin de permettre la valorisation des reports et anticipations de consommation et de mieux capter la valeur de la variabilité des prix sur les marchés de gros d'électricité.

Enfin, la CRE accompagne les pouvoirs publics dans l'évolution des dispositifs de soutien à la production d'électricité afin de limiter les épisodes de prix fortement négatifs. Les contrats de complément de rémunération, qui remplacent progressivement les dispositifs d'obligation d'achat, intègrent depuis 2015 une incitation financière à l'arrêt de production en cas de prix strictement négatifs⁴. En parallèle, les contrats d'obligation d'achat applicables aux installations éoliennes (terrestres et en mer) et solaires de plus de 10 MWc ont été progressivement adaptés en 2025 et 2026 afin de permettre leur arrêt en cas de prix strictement négatifs⁵. Les mécanismes de modulation à la baisse de la production ont été déployés progressivement entre avril et juin 2026.

³ Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité portant sur la période 2025-2028

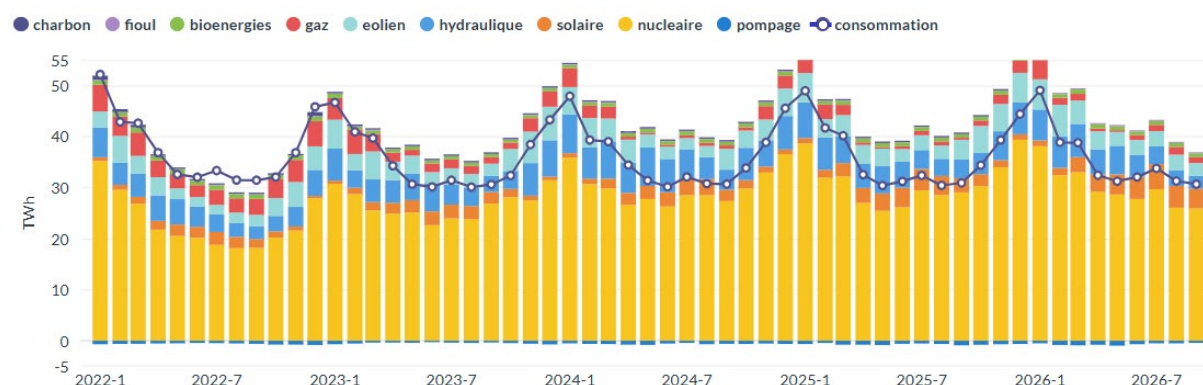
⁴ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité ([lien](#))

⁵ Les contrats d'obligation d'achat des parcs éolien en mer ont été modifiés en application de l'article 175 de la Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 ([lien](#)), et ceux des parcs éolien à terre et solaires par les arrêtés d'application du 22 décembre 2025 ([lien](#)) et du 19 mars 2026 ([lien](#)).

1.1. Une production abondante tire les prix à la baisse et multiplie les prix négatifs

Le premier prix strictement négatif enregistré en France date de 2012. Depuis quelques années, dans un contexte de consommation d'électricité stabilisée à un niveau 6% inférieur à la période 2014-2019, la hausse de la production (cf. Figure 1) a tiré les prix sur le marché journalier d'électricité à la baisse et contribué à accroître le nombre d'heures à prix nuls ou négatifs. Les actifs à coût variable nul et incités à arrêter leur production en période de prix négatifs, notamment une partie de la production renouvelable, contribuent à la hausse du nombre des heures de prix autour de 0 €/MWh, tandis que les actifs peu flexibles, fatals ou insensibles aux prix négatifs tirent les prix encore plus bas en vendant leur production à tout prix. Le développement de capacités de production similaires dans les autres pays européens contribue également à la baisse des prix sur le marché français, du fait de l'interconnexion des marchés européens.

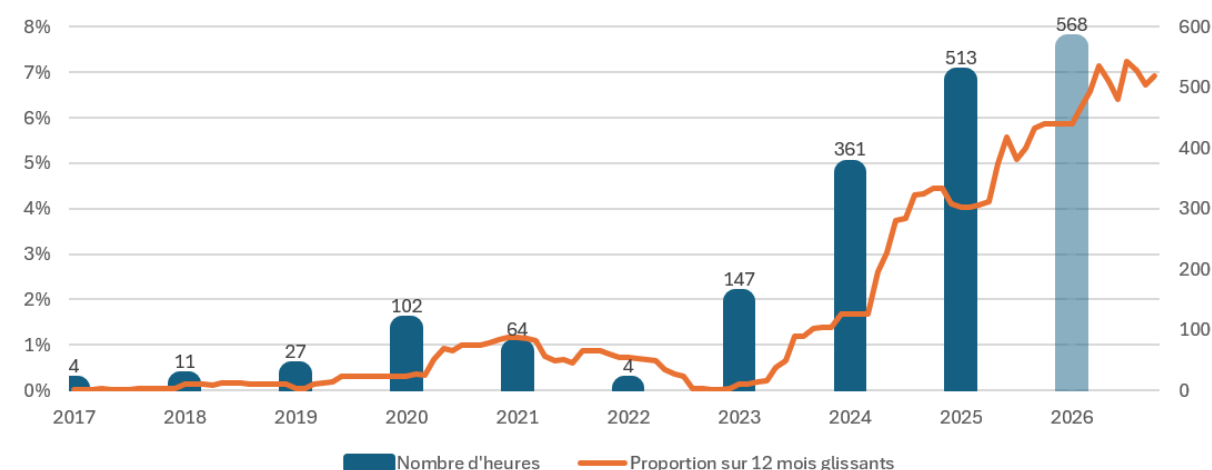
Figure 1 : Production mensuelle par filière et consommation mensuelle⁶ en France



Source : RTE – Analyse : CRE

Longtemps limitées à quelques occurrences par an, les heures à prix négatifs connaissent une forte progression en France comme dans le reste de l'Europe depuis 2023, chaque année dépassant le record de la précédente (cf. Figure 2).

Figure 2 : Nombre d'heures à prix strictement négatifs par année en France (*au 08/10/2026)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Le marché français a enregistré 147 heures à prix négatifs en 2023, 361 heures en 2024 puis 513 heures en 2025. L'année 2026 s'inscrit, à ce stade, dans la même dynamique avec 411 heures à

⁶ Le périmètre à considérer ici est la consommation en France métropolitaine hors Corse, incluant les pertes réseau et excluant la consommation de pompage des STEP.

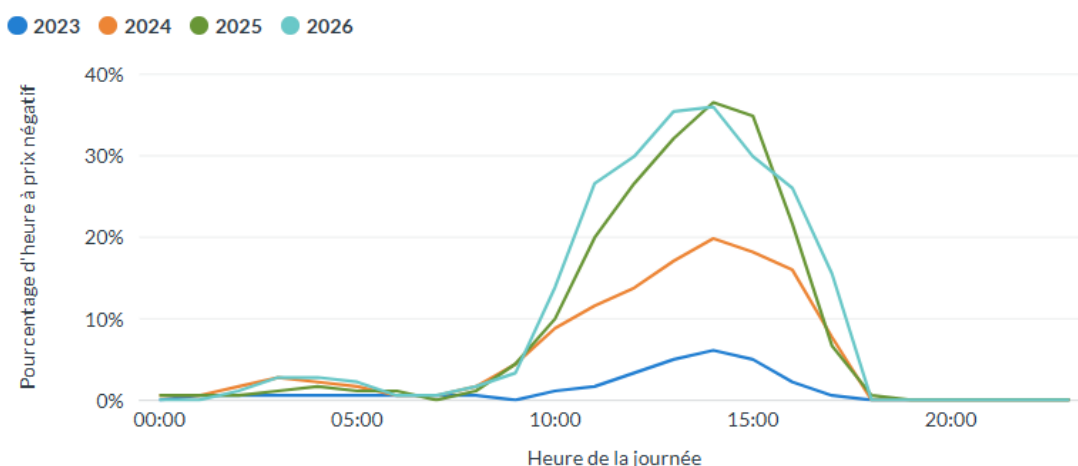
prix négatifs enregistrées au premier semestre et a déjà dépassé le record de 2025 avec 568 heures à prix négatifs constatés à date du 08/10/2026. L'année 2026 se distingue également par l'apparition de nombreuses occurrences des prix négatifs très tôt dans l'année, en février et mars (cf. Figure 4).

Le phénomène est en hausse, mais ne représente que 4,1 % des pas de temps en 2024, 5,9 % en 2025 et 6,9 % sur les 12 derniers mois.

Les périodes concernées par des prix négatifs sont majoritairement :

- entre le printemps et le début de l'automne, période où la demande est la moins élevée et où la production solaire est maximale (cf. Figure 4). On note toutefois de plus en plus d'exceptions en été lors des épisodes de fortes chaleurs où les usages liés à la climatisation soutiennent la consommation, ce qui limite le nombre d'heures à prix négatifs ;
- en milieu de journée entre 12h et 16h, en raison de la filière solaire qui atteint son pic de production au même moment dans toute la France mais aussi dans les pays voisins (cf. Figure 3). Au premier semestre 2026, le prix journalier à 14h était négatif 37% du temps ;
- les weekends et les jours fériés, périodes de demande plus faible.

Figure 3 : Fréquence des heures de prix négatif en fonction de l'heure de la journée, au premier semestre de chaque année

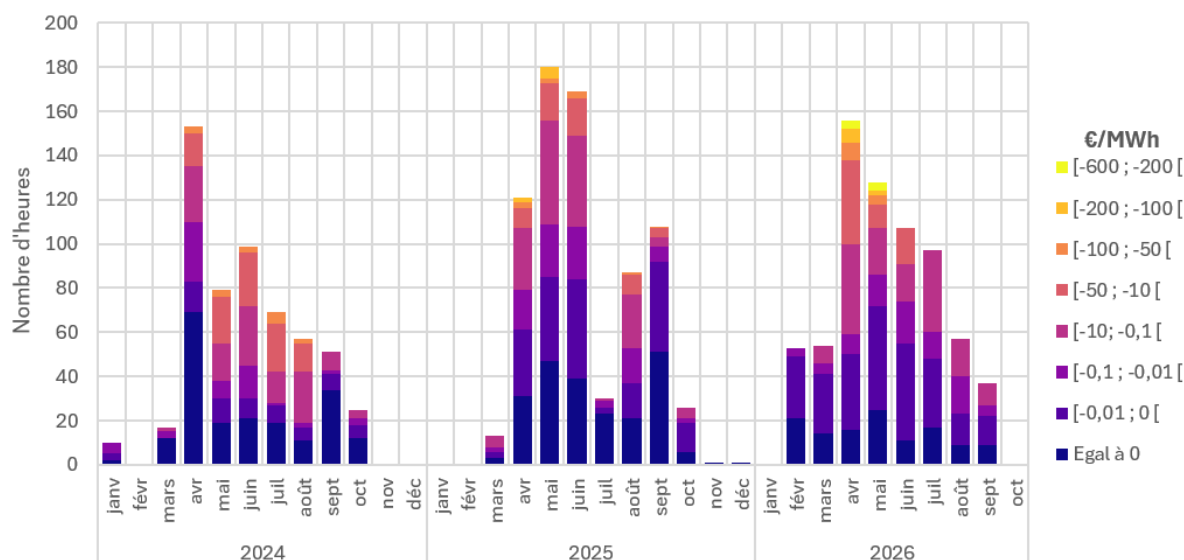


Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

En avril et mai 2026, les prix négatifs ont atteint des valeurs extrêmes jamais atteintes en Europe avec -412 €/MWh en moyenne sur une heure le 26 avril à 14h et -497 €/MWh le 1^{er} mai à 13h, déclenchant, en application des règles d'organisation du marché journalier⁷, la baisse du plancher de prix des enchères journalières de -500 €/MWh à -600 €/MWh pour livraison le 28 mai 2026.

⁷ La méthodologie pan-européenne fixant les prix plancher et plafond sur le marché journalier prévoit un mécanisme automatique de baisse du prix plancher de 100 €/MWh si le prix du marché journalier se rapproche du prix plancher en vigueur au moins 2 jours différents sur une période de 30 jours. Ces conditions ont été remplies suite aux prix négatifs extrêmes enregistrés le 26 avril et 1^{er} mai 2026.

Figure 4 : Nombre mensuel d'heures à prix journalier moyen négatif ou nul, par niveau de prix⁸



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

1.2. Les épisodes des prix négatifs se multiplient en Europe et font évoluer la dynamique des marchés de gros de l'électricité

Les épisodes des prix d'électricité négatifs ne sont pas spécifiques au marché français. La hausse de la fréquence et de l'amplitude des prix négatifs est observée à l'échelle européenne, avec une intensité généralement plus forte dans les pays disposant des plus importantes capacités solaires. A date en 2026, l'Allemagne a enregistré 472 heures à prix négatif, les Pays-Bas 389 heures et l'Espagne 812 heures, contre respectivement 576, 584 et 574 heures sur l'ensemble de l'année 2025 (cf. Figure 5).

Deux grandes phases d'évolution peuvent être distinguées. Entre 2017 et 2022, les épisodes de prix négatifs restent relativement marginaux et concernent principalement l'Allemagne, qui connaît un premier pic proche de 300 heures en 2020. À partir de 2023, une rupture de tendance nette apparaît : les épisodes de prix négatifs se multiplient rapidement dans la quasi-totalité des pays voisins de la France et atteignent une ampleur inédite à l'échelle européenne. L'année 2025 constitue un point de convergence particulièrement marquant. La France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas franchissent simultanément un seuil historique de 500 heures négatives sur l'année, illustrant la généralisation du phénomène.

L'Espagne présente la trajectoire la plus spectaculaire. Quasi absente des statistiques jusqu'en 2023, elle connaît ensuite une progression extrêmement rapide et se place, en 2026, en tête des pays européens avec 812 heures à prix négatif à date de publication de cette note.

À l'inverse, la Grande-Bretagne se distingue par un nombre d'heures négatives structurellement plus faible que celui observé sur le continent européen, traduisant des spécificités propres à son mix électrique et à l'organisation de son marché.

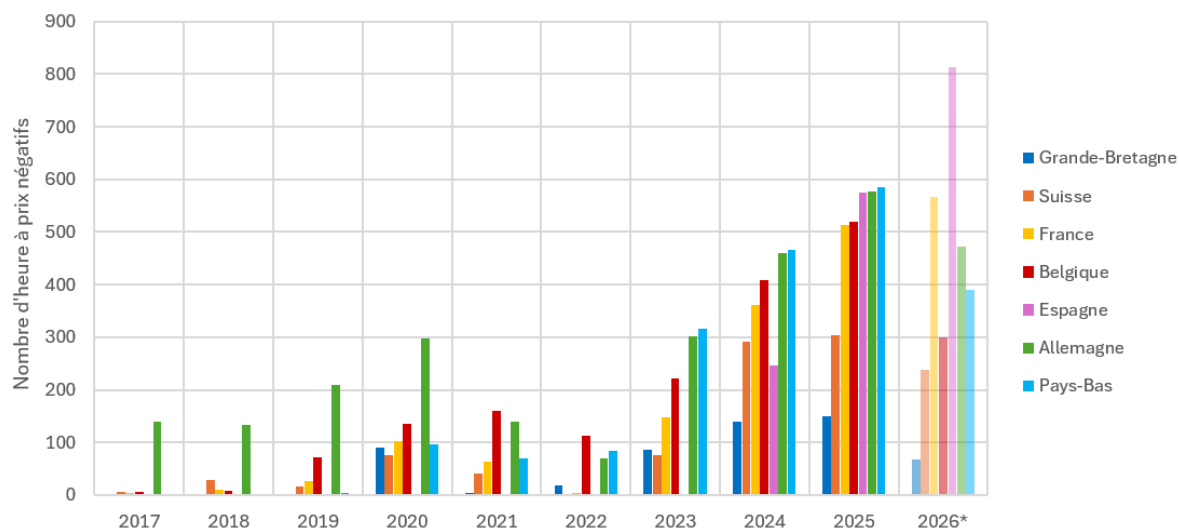
L'analyse à l'échelle européenne montre que les prix négatifs ont profondément changé de statut. Longtemps perçus comme des épisodes ponctuels et exceptionnels, ils s'imposent désormais comme une composante structurelle du fonctionnement des marchés de gros de l'électricité en Europe. Leur généralisation entre 2024 et 2026 traduit une transformation profonde du système électrique européen.

Ces épisodes présentent des caractéristiques largement similaires d'un pays à l'autre : ils surviennent souvent aux mêmes périodes et résultent principalement de situations où une production renouvelable abondante, en particulier solaire et éolienne, dépasse temporairement la demande, alors que les

⁸ On considère ici et dans le reste de la note la moyenne horaire des prix journaliers pour comparer les périodes pré et post introduction des produits journaliers à la maille 15 minutes au 1^{er} octobre 2025.

flexibilités ne sont pas suffisamment développées. Les dynamiques nationales restent toutefois différenciées selon la composition des mix énergétiques, les capacités de flexibilité disponibles, le niveau d'interconnexion et les cadres réglementaires propres à chaque pays (une illustration comparant la France et l'Allemagne est donnée dans la 2ème partie de cette note).

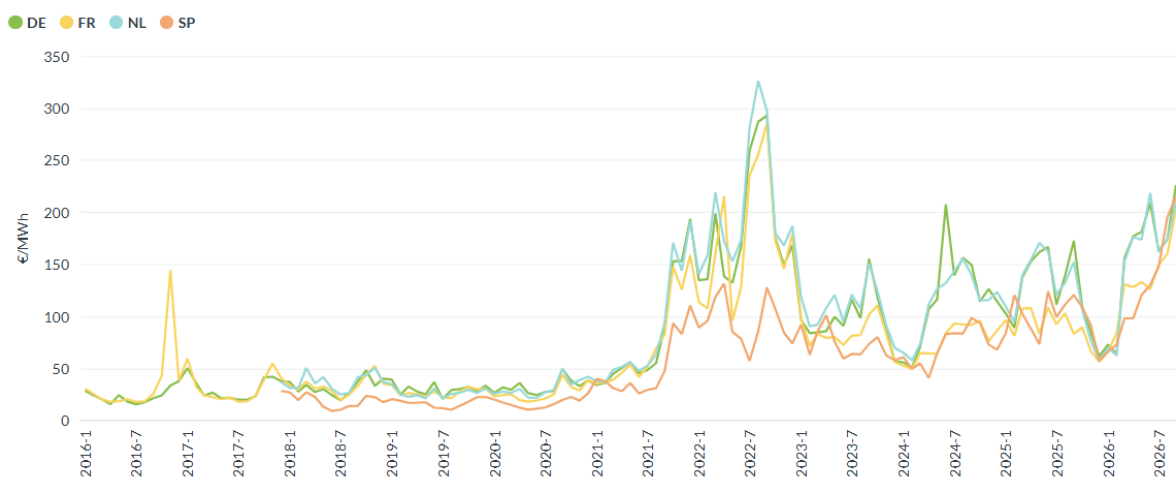
Figure 5 : Nombre d'heure à prix strictement négatif par année en Europe (*au 10/08/2026)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Par ailleurs, la hausse de la fréquence des épisodes des prix négatifs s'accompagne d'une augmentation des écarts de prix au cours d'une même journée observée dans les différents pays européens voisins de la France (cf. Figure 6).

Figure 6 : Evolution de la moyenne mensuelle de l'écart de prix spot entre le maximum et le minimum journalier



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

D'un point de vue historique, des écarts de prix importants avaient déjà été observés en 2022. Toutefois, la situation actuelle diffère sensiblement de celle de 2022. À cette époque, les fortes variations de prix s'inscrivaient dans un contexte des fondamentaux de marché particulièrement tendus : disponibilité réduite de certains moyens de production pilotables et marges d'équilibre du système électrique plus contraintes, ainsi que la forte hausse des coûts du gaz. La variabilité des prix de 2022 reflétait alors principalement des tensions généralisées sur l'approvisionnement.

À l'inverse, en 2025 et 2026, la dynamique des écarts de prix observée repose davantage sur l'alternance, au cours d'une même journée, entre des périodes de prix très bas, voire négatifs, lorsque

la production renouvelable est abondante, et des périodes de prix élevés lors des pointes de consommation.

Ce phénomène s'explique par le fait que la consommation nette de la production fatale connaît des variations journalières de plus en plus élevées, de façon simultanée dans beaucoup de pays européens, principalement du fait du concomitance de la production solaire.

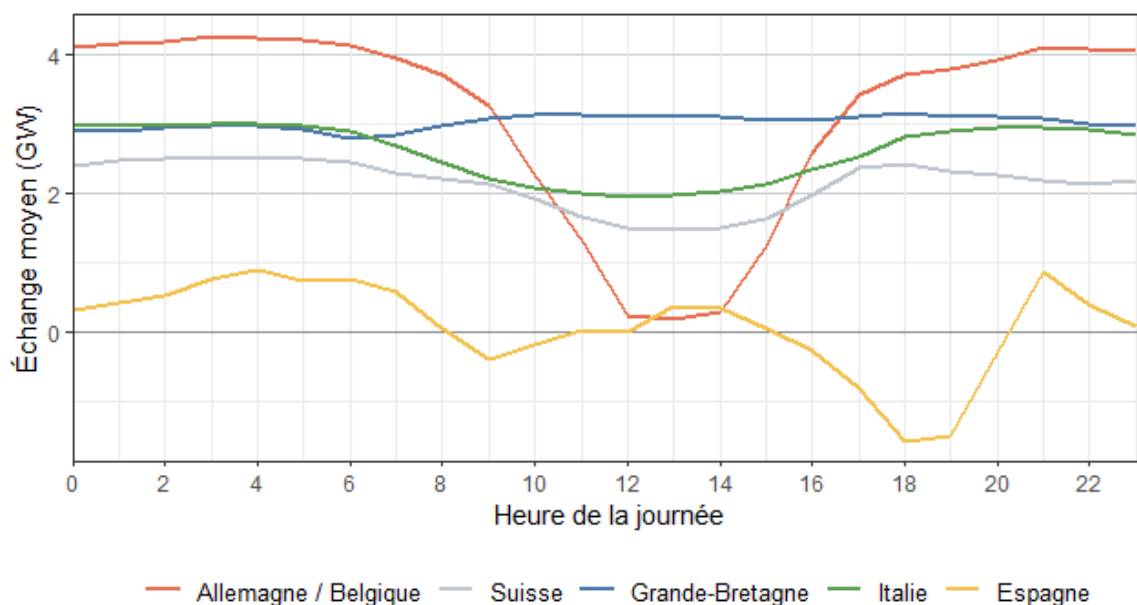
Ces variations envoient un signal économique important en faveur du développement des flexibilités, comme le stockage d'électricité, les batteries ou le déplacement de certaines consommations vers les heures où l'électricité est abondante et moins chère.

1.3. Malgré des prix négatifs sur le marché européen, la France reste globalement exportatrice d'électricité grâce à la flexibilité et à la compétitivité de son parc de production

La France dispose d'un excédent structurel de production et exporte largement⁹, avec toutefois des profils d'échanges différenciés selon les frontières et les heures de la journée. Les épisodes de prix négatifs peuvent modifier ponctuellement les différentiels de prix avec les pays voisins et, par conséquent, les niveaux d'exportation et d'importation. La capacité d'ajustement du parc français lui permet toutefois d'adapter son niveau de production aux conditions de marché.

L'effet des épisodes de prix négatifs sur les échanges transfrontaliers français est particulièrement visible, à titre d'illustration, au cours des deuxièmes trimestres de 2024, 2025 et 2026 (cf. Figure 7). Cette période est, en effet, davantage exposée aux épisodes de prix négatifs, en raison d'une demande limitée en chauffage et en climatisation, combinée à une production solaire élevée. Les évolutions des échanges observés sur ces trois périodes permettent ainsi d'illustrer les effets des prix négatifs sur les échanges entre la France et ses voisins.

Figure 7 : Échanges commerciaux moyens par heure aux frontières (GW) au cours des deuxièmes trimestres 2024, 2025 et 2026 (+ exportations ; - importations)



Sources : ENTSO-E – Analyse : CRE

Sur ces périodes, les flux restent en moyenne orientés à l'export sur l'ensemble des frontières françaises, à l'exception de l'Espagne. Le profil moyen des échanges avec l'Espagne apparaît

⁹ En 2022, la France a été exceptionnellement importatrice nette en raison de la baisse temporaire de la disponibilité de son parc nucléaire liée à la corrosion sous contrainte, avant de retrouver sa position structurellement exportatrice.

contrasté : les importations contribuent notamment à l'approvisionnement français lors des pointes de consommation du matin et du soir, tandis que les exportations dominent le reste de la journée. À l'inverse, les échanges avec la Grande-Bretagne se caractérisent par une relative stabilité du niveau moyen des exportations, avec peu de variations au cours de la journée.

Les échanges présentent en revanche des évolutions plus marquées en milieu de journée, sous l'effet de la *cloche solaire*¹⁰ observée à l'échelle européenne. En raison de la simultanéité de production de cette filière sur une large zone géographique, les prix ont tendance à diminuer au même moment dans un grand nombre de pays européens, avec des épisodes de prix faibles ou négatifs particulièrement fréquents entre environ 11h et 16h.

Cette forte production solaire enregistrée simultanément en France et dans les pays voisins réduit alors les différentiels de prix entre les marchés et, par conséquent, les incitations aux échanges transfrontaliers. Dans ces situations, lorsque les prix deviennent faibles ou négatifs, une partie du parc français pilotable ajuste sa production, tandis que la production dans les pays voisins se maintient, ce qui réduit les exportations françaises. L'ampleur de ces variations d'exportations en milieu de journée dépend toutefois des caractéristiques des systèmes électriques voisins, notamment leur niveau de production renouvelable, la structure de leur mix de production et la flexibilité de leurs moyens de production.

Cet effet est particulièrement visible sur les exportations vers l'Allemagne et la Belgique, qui diminuent nettement, conduisant à des niveaux d'échanges particulièrement faibles au milieu de la journée. Cette situation tient au volume important de production renouvelable dans ces pays, mais aussi à une moindre sensibilité de certaines capacités renouvelables aux signaux de prix négatifs. Les exportations vers l'Italie et la Suisse diminuent également autour de la mi-journée, mais dans des proportions plus limitées, traduisant des conditions de marché et des caractéristiques de mix différentes.

Pour autant, la France demeure globalement exportatrice durant les périodes de prix négatifs, même si le niveau de ses exportations se réduit ponctuellement. La structure de son parc de production combine en effet une capacité de production abondante et compétitive avec des moyens capables d'ajuster leur niveau de production en fonction des variations de prix, en limitant leur injection et leur exportation lors des périodes de prix très bas à l'échelle européenne et en la rétablissant lorsque les conditions de marché sont plus favorables.

La capacité d'ajustement du parc français ne se traduit donc pas uniquement par une moindre exposition aux épisodes de prix négatifs. Elle permet également à la France de contribuer, par ses échanges et par la modulation de sa production, à l'équilibre du système électrique européen. Les producteurs disposant de moyens flexibles peuvent ainsi adapter leur production aux variations des conditions de marché, en limitant leur production lors des périodes de prix très bas et en la valorisant davantage lorsque les prix sont plus élevés. Les épisodes de prix négatifs illustrent ainsi à la fois la sensibilité des échanges transfrontaliers aux conditions de marché et le rôle que peut jouer la flexibilité du parc français dans l'équilibrage du système électrique européen.

2. La flexibilité offerte par des moyens de production renouvelables sur le marché journalier en France est en hausse

Cette section se concentre sur l'analyse des courbes agrégées d'achat et de vente sur le marché journalier français publiées par les NEMO¹¹. Ces courbes agrègent les offres soumises par l'ensemble des acteurs de marchés, sur toutes les bourses actives sur le marché journalier, par produit et par zone de livraison française. Pour les besoins de l'analyse, les différents produits couvrant la même période de livraison ont été regroupés, ainsi que les offres d'achat et de vente. Les courbes ainsi obtenues peuvent s'interpréter comme la courbe d'offre totale du parc de production et des moyens de flexibilité

¹⁰ La *cloche solaire* désigne le profil journalier caractéristique de la production solaire, marqué par une forte augmentation de la production en matinée, un pic autour de la mi-journée, puis une diminution en fin d'après-midi.

¹¹ *Nominated Electricity Market Operators*, ce sont des opérateurs de bourse désignés par les régulateurs. Ils sont chargés d'organiser le couplage entre les marchés de gros d'électricité journalier et intrajournalier au sein de l'Union Européen et d'assurer la bonne réalisation des transactions sur ces marchés. Sur décision de la CRE, les NEMOs agréés pour la France sont EPEX SPOT, Nord Pool et, à partir du 27 janvier 2026, EXAA

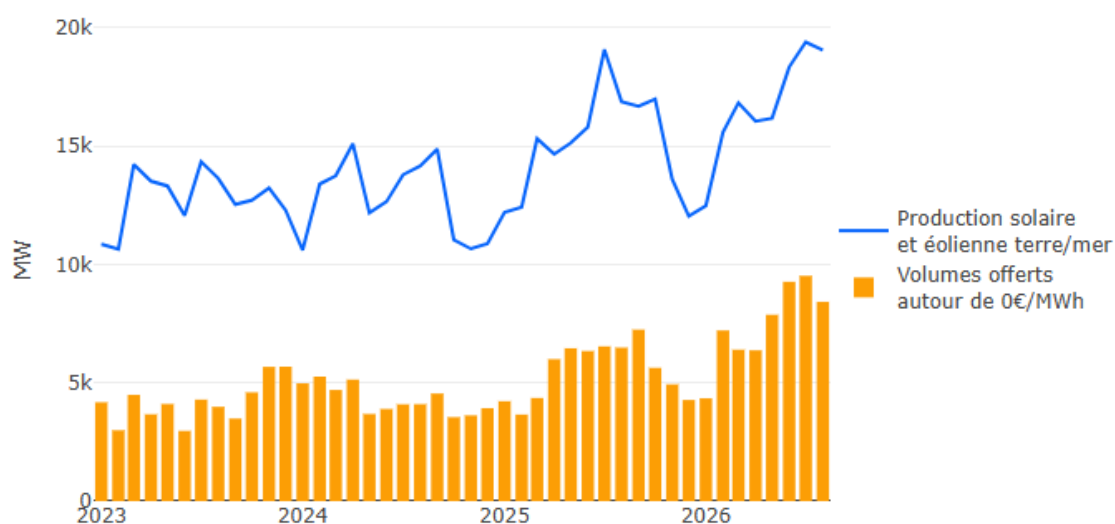
français, permettant d'analyser les volumes offerts (variation de production ou de consommation) par niveau de prix.

2.1. Augmentation de la part des moyens de production renouvelables français flexibles autour de 0 €/MWh

Sur le marché journalier d'électricité, les producteurs sont en principe incités à offrir leur production à un prix reflétant leur coût variable (voir section 1). Les productions éolienne et solaire ont un coût variable nul ou proche de 0 €/MWh, et leurs offres se situent donc au bas de la courbe d'offre. Toutefois, certaines modalités des dispositifs de soutien rendaient les producteurs renouvelables soutenus peu sensibles, voire insensibles, au prix du marché journalier. Ces producteurs proposaient alors leur production à tout prix, ce qui pouvait augmenter la fréquence des épisodes de prix négatifs.

Néanmoins, les pouvoirs publics et la CRE ont engagé plusieurs travaux¹² et évolutions visant à renforcer la flexibilité des parcs de production renouvelables sous dispositif de soutien afin de réduire la fréquence et l'ampleur des prix négatifs, et ainsi de mieux refléter l'optimisation économique du parc de production français et de limiter la fréquence de prix très négatifs. Ces évolutions se traduisent par une concentration croissante des offres avec des volumes vendus autour de 0 €/MWh¹³ entre 12h et 16h, période pendant laquelle les prix négatifs apparaissent le plus souvent.

Figure 8 : Comparaison des moyennes mensuelles de volumes en vente autour de 0 €/MWh sur le marché journalier français avec la production des énergies renouvelables françaises entre 12h et 16h



Sources : EPEX SPOT, RTE – Analyse : CRE

Depuis 2024, les volumes offerts entre -1 €/MWh et 1 €/MWh augmentent légèrement plus vite que la production solaire et éolienne (cf. Figure 8). En moyenne, l'équivalent de 33% du volume de production était vendu autour de 0 €/MWh en 2023, contre 34% en 2024, 36% en 2025, puis déjà 44% au premier semestre 2026 avec une accélération importante enregistrée en mai et juin 2026. Cette dynamique récente est portée principalement par des volumes offerts entre -1 €/MWh et -0,1 €/MWh qui peuvent correspondre à la part croissante des capacités renouvelables récemment devenues flexibles¹⁴.

¹² Les contrats d'obligation d'achat des parcs éolien en mer ont été modifiés en application de l'article 175 de la Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 ([lien](#)). Ceux des parcs éoliens terrestres et solaires l'ont été par les arrêtés du 22 décembre 2025 ([lien](#)) et du 19 mars 2026 ([lien](#)). Par ailleurs, les travaux et réflexions de la CRE sur ce sujet ont notamment donné lieu à des publications de l'analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ([lien](#)) et des recommandations pour optimiser le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité ([lien](#)).

¹³ Comprendre ici et dans la suite de la note *des prix compris entre -1 €/MWh et 1 €/MWh inclus*

¹⁴ Les contrats d'obligation d'achat des parcs éolien à terre et solaires ont été modifiés par les arrêtés d'application du 22 décembre 2025 ([lien](#)) et du 19 mars 2026 ([lien](#)) mise en application entre avril et juin 2026.

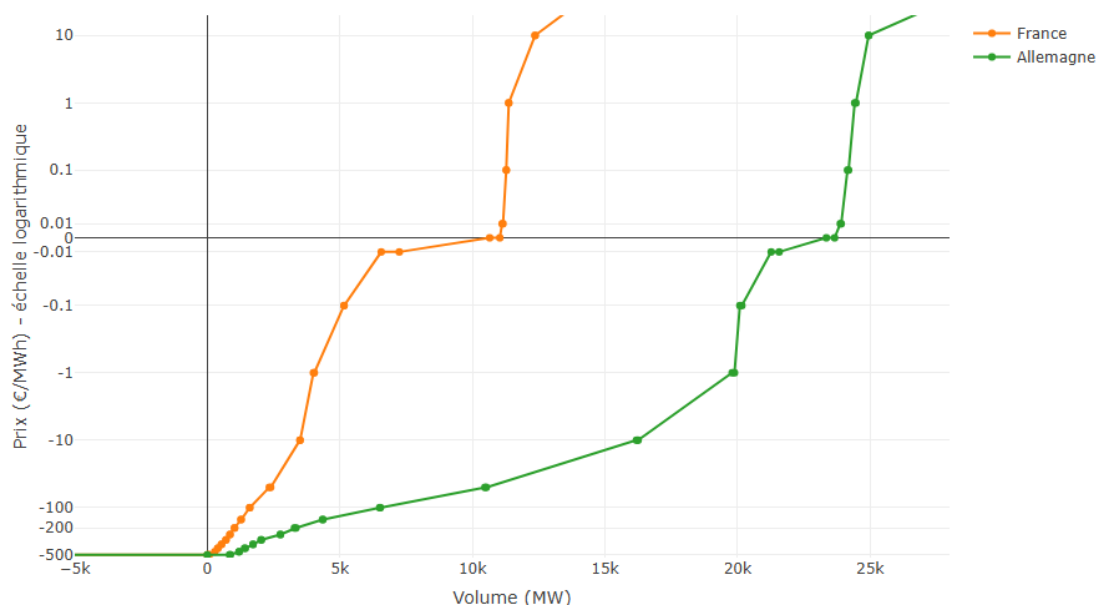
2.2. Des profils de courbes d'offres différents entre la France et l'Allemagne

Pour mieux interpréter la situation française, la comparaison avec l'Allemagne peut être particulièrement utile, même si elle ne prétend pas rendre compte de l'ensemble des différences entre les deux systèmes. Les deux pays sont en effet directement interconnectés, participent au même couplage du marché journalier européen et connaissent des conditions météorologiques relativement proches. L'Allemagne, qui dispose de l'un des plus importants parcs solaires et éoliens d'Europe, constitue ainsi un point de comparaison pertinent. Les différences observées dans les offres de marché, attribuables au comportement des installations renouvelables, peuvent être mises en regard des caractéristiques propres aux dispositifs de soutien de chaque pays, sans toutefois s'y réduire.

En Allemagne les volumes offerts à la vente entre -1 €/MWh et 1 €/MWh sont plus faibles qu'en France. En revanche, les offres en Allemagne sont beaucoup plus dispersées sur l'ensemble de la courbe d'offres (cf. Figure 9) et la flexibilité se trouve davantage sur des niveaux des prix plus négatifs avec les réductions et les arrêts de production renouvelable allemande s'échelonnant jusqu'à -100 €/MWh.

Cette différence peut s'expliquer, au moins en partie, par des incitations différentes intégrées dans les dispositifs de soutien des énergies renouvelables dans chacun des deux pays. En France, les mécanismes de prime de prix négatif et de la perte de rémunération en cas de production pendant les périodes de prix négatifs incitent les acteurs à interrompre leur production dès lors que le prix du marché journalier devient inférieur à 0 €/MWh. En Allemagne, l'absence de pénalité comparable laisse chaque acteur déterminer son propre optimum économique et son seuil d'arrêt, en fonction des caractéristiques et contraintes de son parc.

Figure 9 : Forme de la courbe d'offres agrégée moyenne pour livraison à 14h en France et en Allemagne entre le 1^{er} avril 2026 et le 27 mai 2026¹⁵ mise en situation de demande inélastique¹⁶ (prix en échelle logarithmique)



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

En résumé la flexibilité du parc renouvelable français est concentrée autour de 0 €/MWh, ce qui le rend particulièrement réactive aux premiers signaux de prix négatifs. En revanche, une fois ce gisement de flexibilité mobilisé, les prix peuvent descendre vers des niveaux fortement négatifs. En Allemagne, la flexibilité des énergies renouvelables est répartie sur une plage de prix plus étendue, conduisant au volume des offres plus important à des prix négatifs entre -1 €/MWh et -100 €/MWh. Ce gisement de

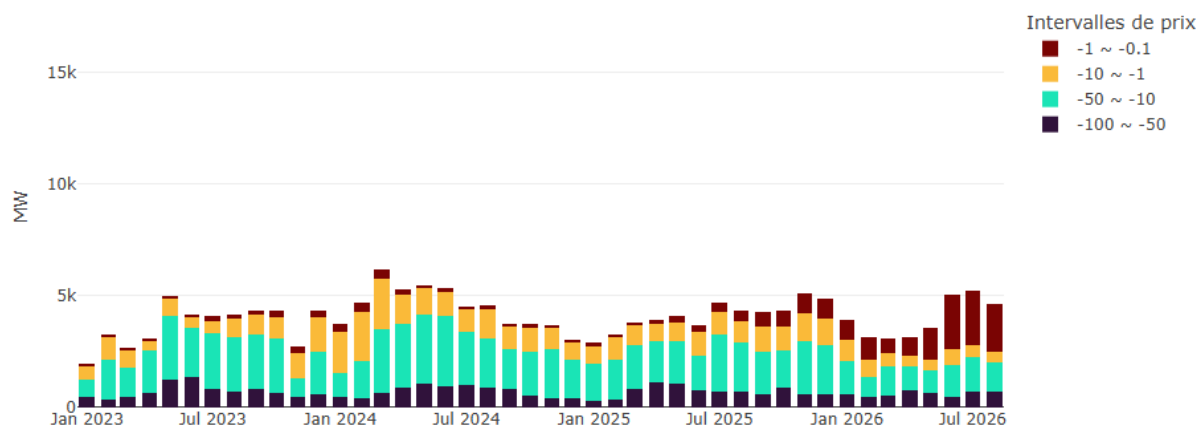
¹⁵ Date du passage du prix plancher sur le marché journalier de -500 €/MWh à -600 €/MWh.

¹⁶ La courbe de demande peut se décomposer en une demande inélastique (volume résiduel acheté à tout prix) et une courbe d'offre. Si un acheteur est prêt à acheter en dessous d'un certain prix, il est équivalent de dire qu'il achète à tout prix ce volume et qu'il est prêt à le revendre au-dessus de ce même prix.

flexibilité est également plus important compte tenu de la taille du parc renouvelable installé en Allemagne. Il tend toutefois à être mobilisé plus bas dans l'échelle des prix de la courbe d'offres, donc plus tardivement qu'en France à mesure que les prix baissent, et dans des proportions qui dépendent de l'état des interconnexions et de la situation des systèmes électriques voisins.

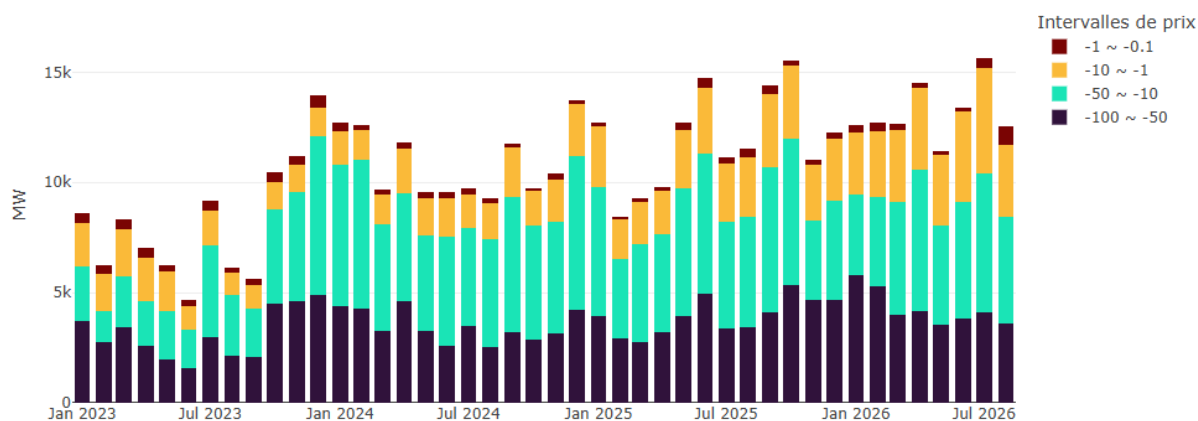
Ces volumes de flexibilité entre -1 et -100 €/MWh se sont développés en Allemagne à partir d'octobre 2023 (cf. Figure 11), alors qu'en France les volumes vendus dans ces intervalles de prix restent relativement stables (cf. Figure 10).

Figure 10 : Distribution des volumes en vente entre -0,1 et -100 €/MWh en France entre 12h et 16h



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Figure 11 : Distribution des volumes en vente -0,1 et -100 €/MWh en Allemagne entre 12h et 16h



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

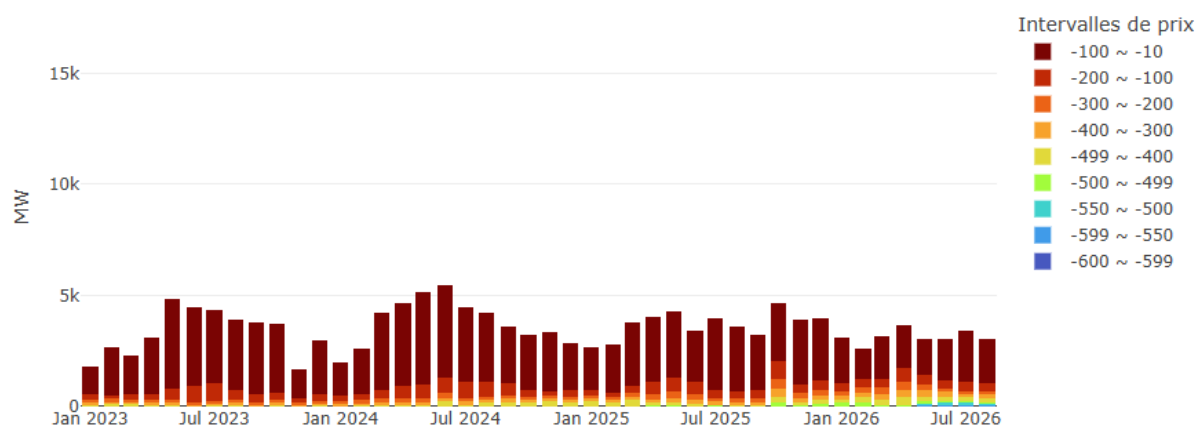
2.3. Flexibilité des moyens de production renouvelables en deçà de -10 €/MWh en France et en Allemagne

Lorsque la surabondance de production est telle que l'arrêt de la part flexible des renouvelables en France ne suffit pas à résorber l'excédent, le prix journalier descend vers des niveaux négatifs. À mesure que le prix diminue, les volumes encore proposés, qu'il s'agisse de réduction de la production (flexibilité restante des autres moyens de production) ou d'augmentation de la consommation, deviennent de plus en plus faibles. Ces rares volumes encore offerts se concentrent principalement avant -100 €/MWh, même si cette concentration a tendance à diminuer (cf. Figure 12).

Une part des volumes reste à l'achat à des niveaux très proches de la borne inférieure de prix (-499 €/MWh avant mai 2026 et -599 €/MWh ensuite, lors de l'abaissement du plancher de -500 €/MWh à -600 €/MWh). Ces offres restent marginales, et leur ajustement vers le nouveau plancher suggère qu'elles relèvent davantage d'une logique de marché ou d'arbitrage que d'une capacité physique supplémentaire de flexibilité. En effet, malgré le déséquilibre important entre l'offre et la demande lors de l'atteinte d'un prix plancher il existe toujours une possibilité que ce déséquilibre s'amoinde à l'approche du temps réel. Les acteurs achetant à ce niveau minimal anticipent ainsi une possibilité de revendre ces volumes ultérieurement à un prix plus élevé, pour clore leurs positions de manière économiquement plus avantageuse.

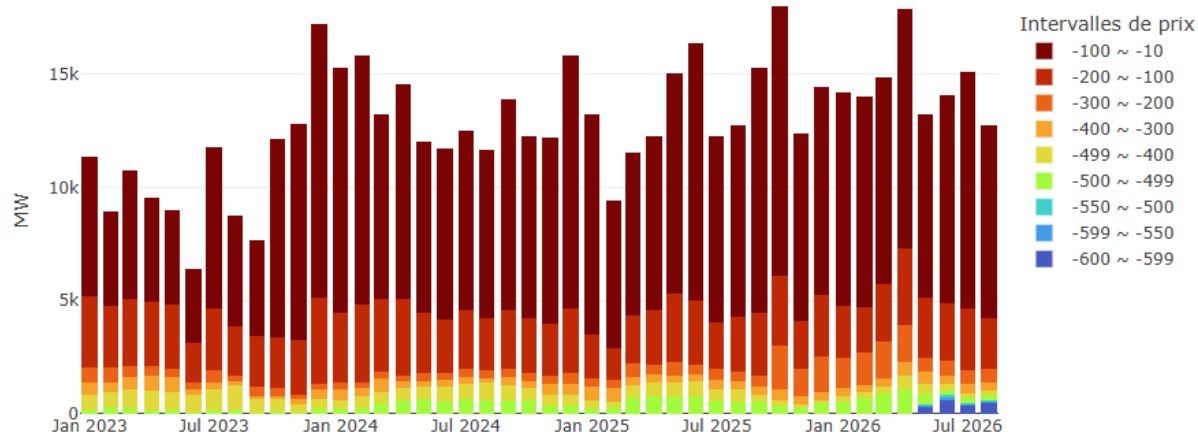
En Allemagne, la répartition des offres selon les niveaux de prix est similaire, mais avec des volumes nettement plus importants (cf. Figure 13).

Figure 12 : Distribution des volumes en vente en deçà de -10 €/MWh en France entre 12h et 16h



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Figure 13 : Distribution des volumes en vente en deçà de -10 €/MWh en Allemagne entre 12h et 16h



Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

3. Conclusion

Depuis quelques années, l'Europe produit de plus en plus d'électricité de manière simultanée en milieu de journée, alors que la consommation, elle, reste globalement stable. Cette situation tire les prix à la baisse, jusqu'à atteindre 0 €/MWh, voire devenir négatifs, tandis que les prix à la pointe augmentent révélant un besoin accru de flexibilités capables de déplacer la production ou la consommation. Le phénomène de prix négatifs restera structurellement fréquent tant que des moyens de flexibilité ne seront pas davantage développés. Même si des hausses conjoncturelles du niveau général des prix comme durant l'été 2026 peuvent limiter le phénomène, il demeure présent.

La France ne fait pas exception de cette situation, le besoin de flexibilité y est également présent. Néanmoins, plusieurs mesures réglementaires tendent à rendre le parc de production renouvelable de plus en plus flexible en ajustant sa sensibilité aux signaux de marché pour limiter les épisodes de prix négatifs extrêmes. Les flux aux interconnexions montrent qu'en période de prix négatifs, la France réduit ses exportations, ce qui témoigne de la capacité de son système électrique à ajuster sa production et ses échanges aux conditions de marché.

L'analyse des courbes d'offres agrégées du marché journalier français confirme la forte incitation à arrêter la production des énergies renouvelables lorsque le prix atteint 0 €/MWh ou moins en France. Grâce aux efforts des acteurs et des pouvoirs publics, une part croissante de volumes, qui pourrait être attribuée à la production renouvelable flexible, est offerte sur le marché journalier à des prix juste en dessous de 0 €/MWh. Cette évolution contribue à diminuer la profondeur des épisodes de prix négatifs en stabilisant les prix à des niveaux très proches de 0 €/MWh tant que cette flexibilité n'est pas épuisée. Cette réactivité du parc français est souvent plus rapide que celle observée dans la plupart des pays voisins.

Enfin, l'augmentation de la fréquence et de la variabilité des prix négatifs renforce l'intérêt économique des systèmes de stockage. En permettant d'absorber les surplus de production lors des périodes de forte injection renouvelable puis de restituer l'électricité lorsque les prix se redressent, les batteries stationnaires constituent un levier de flexibilité pour le système électrique. Leur déploiement contribue ainsi progressivement à limiter les déséquilibres de marché liés à la variabilité de la production renouvelable. Dans ce contexte, le développement de la filière batteries stationnaires se poursuit avec 2,1 GW installés au 1^{er} juillet 2026¹⁷ : 500 MW de batteries ont été raccordés depuis le début de l'année 2026, soit autant que sur toute l'année 2025 (1,6 GW en service fin 2025). La dynamique de déploiement est soutenue, avec un parc installé 20 fois plus important qu'en 2020 (100 MW fin 2020) et plus de 17 GW de projets en file d'attente fin juin 2026.

¹⁷ Batteries raccordées au réseau en HTA ou HTB hors Zones Non Interconnectées (ZNI)