
Dans quelle mesure l'intégration de moyens de production alternatifs basés sur des énergies renouvelables dans le réseau de production peut-elle affecter les prix de l'électricité ?

Une approche économétrique pour le cas Français.

Auteurs :

- BELARIBI Saïd
- BIGARD Noa
- VERMOT PETIT
- OUTHENIN Alix

Superviseur :

AHOUANGBE Vignawou Lucien

Année académique :

2025 – 2026

Université :

Marie et Louis Pasteur

Abstract :

This paper analyzes the impact of renewable energy penetration on electricity prices in France over the period 2007–2025 using monthly time-series data. The results show no statistically significant effect of the share of renewable energy on electricity price variations, while gas prices emerge as a key determinant. This outcome reflects the integration of France into the European electricity market, where prices are set by the marginal production unit under the merit-order mechanism. Consequently, electricity prices in France remain strongly influenced by gas market conditions.

Table des matières

1	Introduction	4
2	Revue de la littérature	5
3	Le prix de l'électricité en France	6
3.1	La période stable : 2007–2020	7
3.2	Accélération de la hausse sur la période 2020-2022	7
3.3	Rôle de la guerre en Ukraine : 2022-2024	8
3.4	Atténuation et repli progressif des prix 2024-2025	8
4	Stratégie Empirique	9
4.1	Les données	9
4.2	Modèle Econométrique	9
4.3	Préoccupations économétriques liées aux séries temporelles	10
5	Résultats	10
6	Conclusion	13

1 Introduction

La transition énergétique engagée au sein de l’Union européenne ces dernières années a profondément modifié le fonctionnement des marchés de l’électricité. La montée en puissance des énergies renouvelables, soutenue par des politiques publiques ambitieuses, s’est accompagnée d’importants investissements et une transformation des mécanismes de formation des prix sur les marchés de gros. Si les énergies renouvelables se caractérisent par un coût marginal de production faible, leur intégration à grande échelle ne se traduit pas nécessairement par une baisse du prix final de l’électricité. Dans plusieurs pays européens, cette transition a été associée à une plus grande volatilité des prix et à une dissociation croissante entre les prix de gros et les prix payés par les consommateurs.

Dans ce contexte, le cas français présente des spécificités notables. Le mix électrique français est dominé par le nucléaire, complété par une part croissante d’énergies renouvelables, ce qui distingue la France des nombreux pays européens plus dépendants des combustibles fossiles. Toutefois, malgré cette structure particulière, le prix de l’électricité en France a connu une augmentation continue au cours des dernières années. Il apparaît dès lors pertinent d’analyser empiriquement l’impact de la part des énergies renouvelables sur le prix de l’électricité en France, en tenant compte des spécificités nationales et du cadre institutionnel européen dans lequel s’inscrit le marché de l’électricité.

La suite de notre article est structurée ainsi : Nous réaliserons une revue de la littérature consacrée aux effets des énergies renouvelables sur les prix de l’électricité, en mettant en évidence les mécanismes identifiés au niveau européen et leurs limites pour le cas français dans la section 2. Nous analyserons l’évolution récente du prix de l’électricité en France sur l’intervalle janvier 2007 à septembre 2025 en soulignant les principales causes de l’augmentation continue du prix dans la section 3. Puis nous détaillerons la stratégie empirique retenue, en présentant les données utilisées, le modèle économétrique ainsi que les précautions méthodologiques liées à l’analyse en séries temporelles dans la section 4. La section 5 expose les résultats empiriques ainsi que les principaux enseignements. Enfin, la section 6 conclut en synthétisant les résultats et ouvre à la discussion.

2 Revue de la littérature

La transition énergétique et la montée en puissance des énergies renouvelables ont profondément modifié le fonctionnement des marchés électriques européens, soulevant la question de leurs effets sur les prix de l'électricité. Si les énergies renouvelables se caractérisent par un coût marginal faible, leur impact sur les prix ne se limite pas à une simple pression à la baisse et dépend fortement du contexte de marché ainsi que des structures nationales.

À l'échelle européenne, Pereira da Silva et Cerqueira (2017) montrent que les prix de l'électricité sont fortement et positivement corrélés aux variations des prix des énergies fossiles, en particulier du gaz, ainsi qu'à l'augmentation de la part des énergies renouvelables. Ils constatent que cette dernière tend à accroître le prix payé par les ménages, en raison des mécanismes de soutien mis en place pour financer le développement des renouvelables. Cette analyse met en évidence une dissociation entre l'effet des renouvelables sur les prix de gros et leur impact sur les prix finaux, mais repose sur une approche très agrégée, ce qui limite sa capacité à expliquer des systèmes spécifiques comme celui de la France.

Il convient également de souligner que lorsque la production renouvelable est élevée en période de faible demande, les prix peuvent devenir très bas, voire négatifs, tandis qu'en période de forte demande, les renouvelables peuvent contribuer à limiter les hausses de prix. C'est dans ce cadre que Wang et al. (2024) confirment ces résultats en montrant que l'intégration des énergies renouvelables influence les prix de manière non linéaire et dépendante de la demande. Des niveaux élevés de production renouvelable en période de faible demande peuvent entraîner des prix très bas, voire négatifs, et inversement. Toutefois, ces résultats reposent sur une analyse horaire des prix de gros, ce qui limite leur transposition à une analyse fondée sur des prix moyens mensuels.

Solier (2023) apporte un éclairage plus structurel en montrant que l'augmentation de la production renouvelable à coût marginal faible exerce une pression à la baisse sur les prix de gros, tout en fragilisant le fonctionnement du marché. Les centrales pilotables rencontrent davantage de difficultés à couvrir leurs coûts fixes, alors même que le prix de l'électricité reste largement déterminé par le coût des centrales au gaz. Cette situation met en évidence une inadéquation croissante entre le modèle de marché européen et un mix dominé par des technologies à coût

marginal nul.

Enfin, le Réseau de Transport d'Électricité (RTE) rappelle que le prix de gros est fixé par la dernière centrale appelée, souvent une centrale à gaz, ce qui explique la sensibilité persistante des prix aux combustibles fossiles. Toutefois, cette logique s'applique de manière spécifique en France, où la production d'électricité repose principalement sur le nucléaire et où les prix finaux sont fortement conditionnés par des dispositifs réglementaires tels que l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) ou les tarifs réglementés.

Percebois et Pommeret (2019) fournissent une analyse complémentaire en montrant que, dans un mix énergétique dominé par des technologies à coût marginal faible, le modèle de marché fondé sur le coût marginal devient inadapté, provoquant un décalage entre le prix de marché et les coûts réels de fonctionnement du système électrique. Cela suggère que la relation entre la part des énergies renouvelables et le prix de marché pourrait évoluer de manière non linéaire, en plus de dépendre fortement de spécificités nationales.

Finalement, la littérature existante, largement centrée sur des marchés dépendants du gaz, offre des enseignements partiels pour le cas français. Cette spécificité justifie d'examiner empiriquement l'effet de la part des énergies renouvelables sur le prix de l'électricité en France, sans supposer que les résultats observés à l'échelle européenne s'y appliquent mécaniquement.

3 Le prix de l'électricité en France

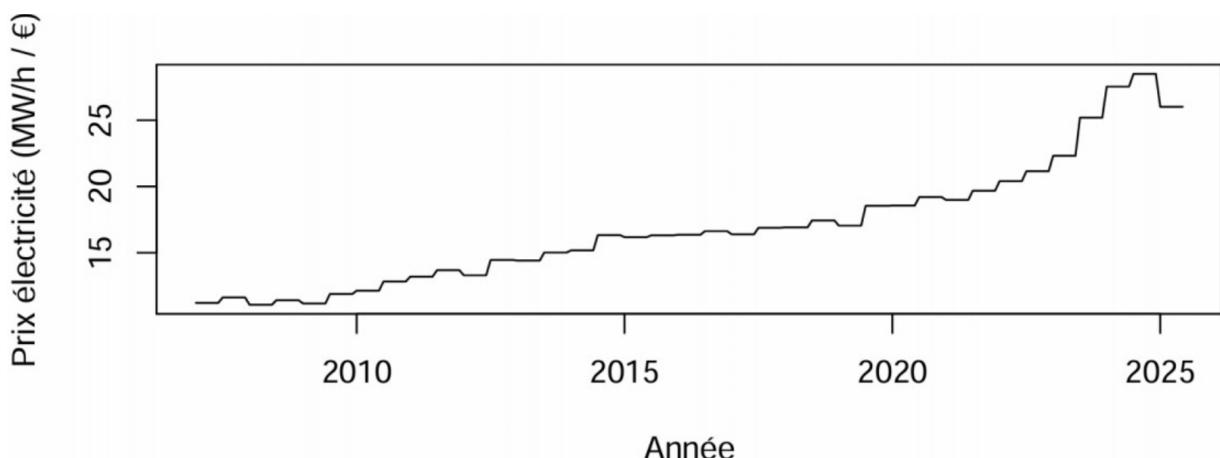


FIGURE 1 – Évolution mensuelle du prix de l'électricité en France de Janvier 2007 à Septembre 2025

3.1 La période stable : 2007–2020

Malgré l'absence de chocs majeurs sur la période [2007–2020], le prix de l'électricité en France présente une tendance haussière progressive sur le long terme. Cette hausse structurelle résulte de plusieurs facteurs interdépendants. Tout d'abord, le vieillissement du parc nucléaire existant a entraîné une augmentation des coûts de maintenance et de prolongation de la durée de vie des installations. Les programmes de sûreté renforcée et des inspections lourdes ont accru le coût global de fonctionnement du système électrique. Ensuite, le développement des énergies renouvelables, bien qu'elles soient caractérisées par un coût marginal de production faible, nécessite des investissements importants en infrastructures et en réseaux de transport et de distribution. Ces coûts massifs se répercutent partiellement sur le prix final de l'électricité. Par ailleurs, le renforcement des normes environnementales et les investissements liés à la sécurité d'approvisionnement ont contribué à l'augmentation des coûts fixes du système électrique, pesant durablement sur le prix. L'intégration croissante du marché français au marché européen de l'électricité expose la France aux tendances haussières observées chez ses voisins, même lorsque la situation nationale est relativement stable, ce qui impacte alors le prix. Enfin, les taxes et contributions intégrées au prix de l'électricité participent à cette hausse structurelle en finançant les politiques de transition énergétique et les infrastructures de réseau.

3.2 Accélération de la hausse sur la période 2020-2022

La période [2020-2022] se caractérise par une accélération marquée de l'augmentation du prix de l'électricité, résultant d'une succession de chocs conjoncturels. Durant la pandémie de Covid-19, l'activité économique mondiale s'est fortement ralentie en raison des mesures de restriction mises en place, entraînant un effondrement temporaire de la demande d'électricité, en particulier de la part du secteur industriel. À partir de 2021-2022, la sortie progressive de la crise sanitaire s'est accompagnée d'une relance rapide de l'activité économique, tandis que la production d'électricité n'a pas pu s'ajuster à la même vitesse. Cette rigidité de l'offre s'explique notamment par une indisponibilité exceptionnelle du parc nucléaire français, liée à la découverte de phénomènes de corrosion et à l'accumulation de maintenances lourdes dans les centrales nucléaires. La réduction brutale de l'offre pilotable a contraint la France à importer massivement de l'électricité, l'exposant pleinement au prix marginal européen, largement indexé sur le

coût du gaz. La relance économique a ainsi contribué à une inflation plus générale des prix de l'énergie, exerçant une forte pression haussière sur le prix de l'électricité.

3.3 Rôle de la guerre en Ukraine : 2022-2024

La guerre en Ukraine, déclenchée en 2022, a joué un rôle de catalyseur de l'inflation énergétique. La réduction progressive des flux de gaz russe, suivie du sabotage des gazoducs Nord Stream 1 et 2, a entraîné une perte durable de capacité d'importation de gaz pour l'Europe, modifiant profondément les anticipations des marchés. Étant donné le rôle central du gaz dans la formation du prix marginal de l'électricité sur le marché européen, ce choc d'offre a affecté l'ensemble des pays interconnectés, y compris la France. Cette dernière a été particulièrement exposée en raison de son recours exceptionnel aux importations d'électricité pour compenser la baisse de sa production nucléaire.

3.4 Atténuation et repli progressif des prix 2024-2025

Toutefois, cette augmentation des prix a été partiellement limitée, lissée dans le temps, puis atténuée pour plusieurs raisons. En France, le tarif réglementé de vente (*tarif bleu*) et le bouclier tarifaire ont permis de limiter la flambée des prix de marché vers les consommateurs finaux. Par ailleurs, la remise en service progressive des réacteurs nucléaires a permis un redressement de la capacité de production d'électricité à faible coût marginal, réduisant l'exposition aux marchés européens. De plus, avec l'essentiel des investissements dans les énergies renouvelables réalisés, l'augmentation de leur production a diminué le prix de l'électricité. Enfin, au niveau européen, la diversification des sources d'approvisionnement en gaz, notamment par le développement des importations de gaz naturel liquéfié, a contribué à accroître l'offre de gaz disponible. Cette augmentation de l'offre a exercé une baisse sur les prix du gaz, et par conséquent sur le prix de l'électricité, y compris en France. Cependant, nos résultats sont à nuancé, comme rappelé dans plus tôt, le pouvoir explicatif de notre modèle reste limité pour diverses raisons.

4 Stratégie Empirique

4.1 Les données

Nous avons collecté les données relatives à la consommation et au prix pour l'électricité, le bois, le fuel, le gaz via le service des données et études statistiques (SDES), un service ministériel en charge de l'énergie, des transports, du logement et de l'environnement. Nous avons également pu obtenir les données relatives à la production par type de structure (nucléaire, solaire, éolienne, hydraulique), afin de calculer la part d'électricité produite par des structures de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Notre étude s'intéresse à la période [2007-2025], avec des observations mensuelles et nous avons utilisé les données relative à l'inflation communiquées par la Banque de France.

TABLE 1 – Statistiques descriptives des variables

Variable	Obs.	Min	Median	Mean	Max	SD
<i>Elec_Price</i> _{t-1}	204	11.07420	16.32055	15.97211	25.19210	3.44451
<i>Price_Wood</i> _t	204	207.16000	263.25000	278.76958	609.55000	78.89985
<i>Price_Gaz</i> _t	204	5.283000	7.203700	7.338415	12.327500	1.568201
<i>Inflation</i> _t	204	-0.800000	1.400000	1.875980	7.300000	1.758123
<i>Part_ER</i> _t	204	0.0323245	0.0680143	0.0723809	0.1387526	0.0241619

4.2 Modèle Econométrique

Pour tester notre hypothèse, nous nous sommes appuyé sur les travaux de Pereira Da Silva et al. (2017) à la différence que nous avons utilisé un modèle de régression simple sur séries temporelles qui s'intéresse au lien entre évolution du prix de l'électricité et l'évolution de la part d'électricité produite par des structures de production à partir d'énergies renouvelables.

Nous estimons le modèle suivant :

$$Elec_Price_t = \alpha + \beta_{1t} Part_ER_t + \beta_{it} X_t + \epsilon_t \quad (1)$$

Où, *Elec_Price*_t représente le prix de l'électricité en t, *Part_ER*_t représente la part d'électricité produite par des structures de production à partir d'énergies renouvelables (la variable

est égale au rapport entre la somme de l'ensemble des moyens de production d'électricité renouvelable (éolien, solaire, et hydraulique) et la production totale d'énergie (nous ajoutons la part produite par le nucléaire).

Notre matrice de variables de contrôle X contient, comme le suggèrent Pereira da Silva et al. (2017), les prix du gaz : $Price_Gaz_t$ (en € par MWh), du bois : $Price_Wood_t$ (en € par MWh) et du gaz : $Price_Gaz_t$ (en € par MWh) ainsi que la variation de l'inflation : $Inflation_t$ (en %). Nous considérons également le prix de l'électricité en $t - 1$, $Price_Elec_{t-1}$.

$$Elec_Price_t = \alpha + \beta_{1t}Part_ER_t + \beta_{2t}Price_Gaz_t + \beta_{3t}Price_Wood_t + \beta_{4t}Inflation_t + \beta_{5t}Price_Elec_{t-1} + \epsilon_t \quad (2)$$

4.3 Préoccupations économétriques liées aux séries temporelles

Les séries de prix de l'électricité et des différentes sources d'énergie sont susceptibles de présenter des tendances temporelles, pouvant conduire à des régressions fallacieuses. Les tests de racine unitaire de type Augmented Dickey–Fuller (ADF) indiquent que les séries sont non stationnaires en niveau mais stationnaires en première différence. L'analyse est donc menée sur les variations de prix plutôt que sur les niveaux. Cela permet de capturer les ajustements de court terme du prix de l'électricité aux variations des variables explicatives.

Par ailleurs, les tests de Ljung–Box appliqués aux résidus de la régression mettent en évidence la présence d'autocorrélation, suggérant que la dynamique temporelle n'est pas entièrement capturée par la spécification du modèle. Afin de tenir compte de cette autocorrélation, ainsi que de l'hétéroscédasticité potentielle des résidus, l'inférence statistique repose sur des erreurs standards robustes de type Newey–West. Cette correction permet d'obtenir des tests de significativité valides sans modifier les coefficients estimés. Les résultats présentés dans la section suivante doivent donc être interprétés comme des effets moyens de court terme.

5 Résultats

La variable d'intérêt de notre modèle, $Part_ER_t$, ne présente pas d'effet statistiquement significatif. Cela suggère que sur la période étudiée les variations de la part d'électricité produite

TABLE 2 – Résultats de la régression par moindres carrés ordinaires (MCO)
sans la correction de Newey-West

	Coefficient	Erreur-type	t-statistique	p-value
Intercept	16.764	0.311	53.923	< 0.001*
<i>Part_ER_t</i>	10.397	25.171	0.413	0.680
<i>Elec_Price_{t-1}</i>	1.567	0.816	1.921	0.056*
<i>Wood_Price_t</i>	-0.020	0.020	-1.032	0.303
<i>Gaz_Price_t</i>	2.231	1.122	1.989	0.048**
<i>Inflation_t</i>	-1.361	0.895	-1.520	0.130
Observations	220			
<i>R</i> ²	0.043			
<i>R</i> ² ajusté	0.021			
Statistique <i>F</i>	1.936			
p-value (test <i>F</i>)	0.0896			

Notes : Les symboles *, ** et *** renvoient à des seuils de significativité de 10%, 5% et 1% respectivement.

TABLE 3 – Résultats de la régression par moindres carrés ordinaires (MCO)
avec la correction de Newey-West

	Coefficient	Erreur-type	t-statistique	p-value
Intercept	16.764	0.311	53.923	< 2e - 16*
<i>Part_ER_t</i>	10.397	25.171	0.413	0.41216
<i>Elec_Price_{t-1}</i>	1.567	0.816	1.921	0.24860
<i>Wood_Price_t</i>	-0.020	0.020	-1.032	0.42118
<i>Gaz_Price_t</i>	2.231	1.122	1.989	0.04739*
<i>Inflation_t</i>	-1.361	0.895	-1.520	0.43119
Observations	220			
<i>R</i> ²	0.043			
<i>R</i> ² ajusté	0.021			
Statistique <i>F</i>	1.936			
p-value (test <i>F</i>)	0.0896			

Notes : Les symboles *, ** et *** renvoient à des seuils de significativité de 10%, 5% et 1% respectivement.

par des moyens de production renouvelables n'ont pas d'effet significatif sur les variations du prix de l'électricité. Ainsi, l'hypothèse initialement proposée n'est pas vérifiée par notre modèle. Parmi les variables de contrôle, seule la variable représentant le prix du gaz (*Gaz_Price_t*) a un impact significatif et positif sur les variations du prix de l'électricité. Ce résultat est cohérent avec la littérature, le gaz joue un rôle majeur dans la formation du prix de l'électricité. L'ensemble des autres variables de contrôle n'ont, elles, aucun effet significatif. Enfin, le pouvoir explicatif de notre modèle reste limité : le R² ainsi que le test de significativité global (test de Fisher) montrent qu'une large partie de la dynamique de la variation du prix de l'électricité est expliquée par des facteurs qui ne sont pas pris en compte par notre modèle. Ces résultats doivent toutefois être interprétés avec précaution, compte tenu du faible pouvoir explicatif du modèle et de la possibilité d'effets différés.

6 Conclusion

Cette étude avait pour objectif d’analyser empiriquement l’impact de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique sur l’évolution du prix de l’électricité en France sur la période 2007–2025. En s’appuyant sur des données mensuelles et une approche économétrique en séries temporelles, nous avons cherché à déterminer si la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français exerçait un impact significatif sur le prix de l’électricité.

Les résultats obtenus indiquent que la variable d’intérêt, $Part_ER_t$, ne présente pas d’effet statistiquement significatif sur les variations du prix de l’électricité en France sur la période étudiée, contrairement à la variable de contrôle Gaz_Price_t , qui exerce un impact significatif et positif. Ces résultats s’expliquent par l’intégration progressive de la France au marché européen de l’électricité.

Dans ce cadre, le prix de l’électricité sur le marché de gros est déterminé par la centrale marginale appelée pour satisfaire la demande, conformément au principe du *merit order*. Or, lors des périodes de forte tension sur la demande d’électricité, ce sont généralement les centrales thermiques fonctionnant au gaz qui se situent en position marginale et qui fixent le prix du marché. Par conséquent, même dans un pays comme la France, dont le mix électrique est majoritairement dominé par des technologies à coût marginal faible, la formation du prix de l’électricité demeure fortement influencée par le prix du gaz.

Néanmoins, il convient de souligner que ces résultats reposent sur un modèle dont le pouvoir explicatif demeure limité. Par ailleurs, cette étude se concentre sur un seul pays, ce qui restreint la généralisation des résultats obtenus et suggèrent que les enseignements tirés de la littérature européenne ne peuvent être simplement transposés au cas français. Des travaux futurs pourraient ainsi s’appuyer sur des approches économétriques plus riches, intégrant notamment des données de fréquence plus élevée ou des comparaisons internationales, afin d’approfondir l’analyse des mécanismes de formation des prix de l’électricité dans un contexte de transition énergétique et d’intégration croissante des marchés européens.

Références

- [1] Cerqueira, P. A., Pereira da Silva, P. (2017), *Assessing the determinants of household electricity prices in the EU : a system-GMM panel data approach*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 73, pp. 1131-1137.
- [2] Percebois, J., Pommeret, S. (2019), *Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies : The French case*, Energy Policy, 135, pp. 111067.
- [3] RTE - Réseau de Transport d'Électricité (2022), *Prix de l'électricité : ce qui les fait fluctuer, du marché à la facture*, RTE, publié le 30 juin 2022, mis en ligne le 4 novembre 2022, consulté le [16/12/2025], <https://www.rte-france.com/bases-electricite/consommation-electricite/decryptage-prix-electricite-marche-facturation>.
- [4] Solier, B. (2023), *La nécessité de faire évoluer le modèle du marché européen de l'électricité*, Annales des Mines - Responsabilité & Environnement, n°109, pp. 23-28.
- [5] Sbai, E., Sheng, M. S., Wang, G., Wen, L. (2024), *The impact of renewable energy on extreme volatility in wholesale electricity prices*, Journal of Cleaner Production, 484, pp. 144343.