

Deloitte.

Together makes progress



Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035

Septembre 2026

Introduction

Dans un contexte géopolitique marqué par les troubles au Moyen-Orient, le gouvernement français a indiqué son intention d'accélérer l'électrification des usages. Celle-ci constitue un levier majeur pour renforcer la souveraineté de la France, accélérer la décarbonation, protéger le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

Pour assurer cette électrification, le mix de production électrique devra s'ajuster. Dans une perspective d'électrification rapide, quelle peut être la contribution des énergies renouvelables électriques, et quels seront les bénéfices associés à une accélération de leur déploiement à l'horizon 2035 ?

Notre étude quantifie les impacts d'un essor rapide de l'éolien terrestre et du solaire à travers cinq fiches thématiques. Ces fiches explorent les impacts pour les différents acteurs – ménages, État, entreprises – et avec différents prismes : coût de production de l'électricité, résilience du système électrique et synergies avec les flexibilités.

L'analyse s'appuie sur le modèle énergétique de Deloitte Finance, [DARE \(Decarbonization Analytics & Roadmap Explorer\)](#). Elle compare deux scénarios de développement de l'éolien terrestre et du solaire :

- Le premier scénario, dit « **Développement contenu** », correspond à une trajectoire de référence alignée sur la fourchette basse des objectifs de capacités renouvelables annoncés dans la PPE (55 GW pour le solaire et 35 GW pour l'éolien terrestre)¹.
- Le second scénario, dit « **Ambition renforcée** », retient une trajectoire plus élevée pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre, cohérente avec la fourchette haute de la PPE pour le solaire (80 GW) et un niveau légèrement plus haut pour l'éolien terrestre (46 GW).

Ces deux scénarios se positionnent dans un contexte de forte électrification, en ligne avec le scénario « décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics » du bilan prévisionnel 2025 de RTE².

Table des matières

Fiche 1 : L'efficacité globale du système de production électrique	05
Fiche 2 : La facture des consommateurs et le coût pour l'État	10
Fiche 3 : La résilience du système électrique	17
Fiche 4 : Les synergies avec la flexibilité des usages	23
Fiche 5 : La compétitivité pour les entreprises	29

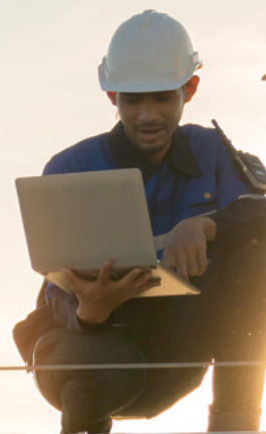


Cliquez sur les titres pour
accéder directement aux
fiches



Fiche 1 :

L'efficacité globale
du système de
production électrique



Accélérer les renouvelables : un levier pour baisser les coûts de production du système électrique français

Messages clés de la fiche



Cette fiche quantifie l'impact d'un déploiement accéléré des énergies renouvelables pour le système électrique français, dans le contexte d'une forte volonté d'électrification du gouvernement, de volatilité persistante des prix du gaz et de baisse continue des coûts des batteries pour le stockage d'électricité.



À horizon 2035, le scénario de développement accéléré des renouvelables électriques augmente la production renouvelable disponible et limite l'appel aux moyens thermiques fossiles. Par rapport au scénario de développement contenu, **le coût moyen de production baisserait d'environ 0,50 €/MWh en 2035, soit près de 500 M€ par an d'économies au niveau du système électrique.**



L'analyse compare deux scénarios de déploiement : la fourchette basse de la PPE (scénario de « développement contenu ») et un développement plus rapide (scénario de « ambition renforcée »), à l'aide d'un outil de modélisation intégré des systèmes électriques européens, DARE.



L'effet est également visible sur les prix de marché. En réduisant le nombre d'heures où le gaz fixe le prix marginal, l'accélération des renouvelables fait baisser le prix moyen de marché de 5 €/MWh environ en 2035, soit une baisse proche de 10 % par rapport au scénario de développement contenu.

Contexte et objectifs de cette fiche

L'actualité énergétique récente est cadrée par la volonté du gouvernement d'accélérer l'électrification des usages, et par l'essor rapide des batteries porté par une baisse des coûts. Dans ce contexte, dans quelle mesure un développement ambitieux des renouvelables permet-il de baisser les coûts de production du système électrique dans les années à venir ? C'est l'objet de cette fiche de décryptage, basée sur une analyse quantifiée des systèmes énergétiques.

Une volonté d'électrification et des coûts en baisse qui font émerger la possibilité de centrales renouvelables pilotables compétitives

L'électrification, un levier de souveraineté, de compétitivité et de décarbonation. Dans un contexte géopolitique marqué par les troubles au Moyen-Orient et des objectifs climatiques ambitieux, le gouvernement français a annoncé son intention d'accélérer l'électrification des usages¹, un levier majeur pour renforcer la souveraineté, accélérer la décarbonation, protéger le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

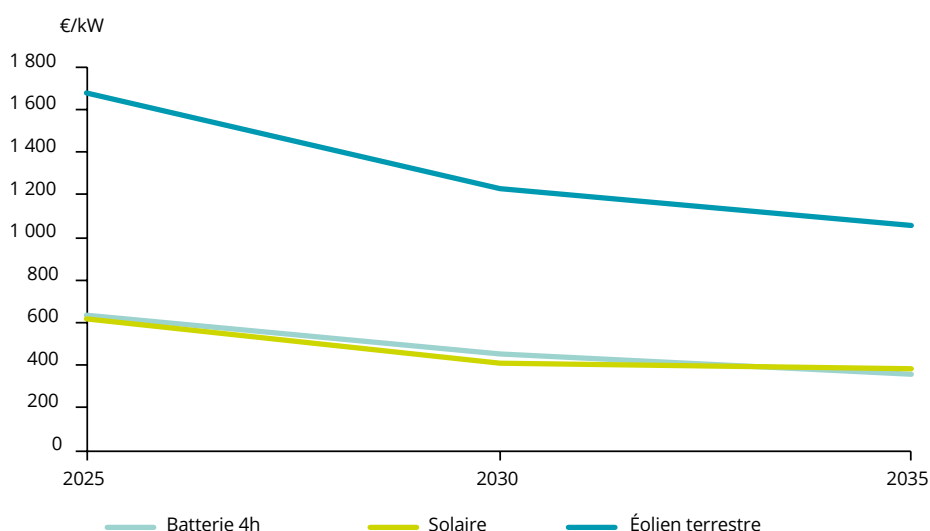
L'électrification accroît les besoins de production électrique bas-carbone à horizon 2035. Cette hausse de la demande est portée par plusieurs dynamiques d'électrification : développement du

véhicule électrique, diffusion des pompes à chaleur, électrification de l'industrie, production d'hydrogène bas-carbone et croissance de nouveaux usages électriques, notamment les data centers. Cette hausse de la demande ouvre un espace pour de nouveaux moyens de production bas-carbone.

La baisse des coûts du solaire, de l'éolien et des batteries améliore leur compétitivité. Les projections de coûts d'investissement (Figure 1) indiquent une poursuite de la baisse des coûts d'investissement du solaire, de l'éolien et des batteries à l'horizon 2035. Cette dynamique améliore la compétitivité des

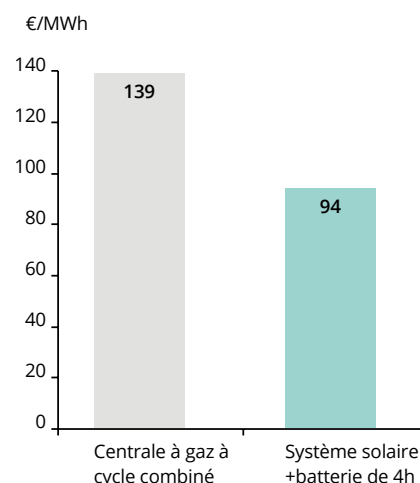
nouvelles capacités renouvelables et renforce leur intérêt économique face aux moyens fossiles, davantage exposés aux prix du gaz et du CO₂. Le coût complet de production, ou LCOE, confirme la compétitivité croissante des renouvelables (Figure 2).

Figure 1. Evolution des CAPEX³ des technologies



Source : Deloitte basé sur les données d'ENTSOE⁵, de l'IRENA⁶ et de DARE⁸

Figure 2. LCOE d'une centrale à gaz à cycle combiné et d'un système solaire et batterie en 2035⁴



Une approche quantifiée de modélisation

Seule une analyse complète du système électrique permet d'apprécier l'intérêt des énergies renouvelables pour le système. La valeur d'une technologie dépend aussi de son intégration dans le système : profil de production, besoins de flexibilité, stockage, moyens de production disponibles, et adéquation entre capacité installée et demande.

La question centrale devient alors : accélérer le développement de renouvelables entraîne-t-il une hausse des coûts, comme cela est parfois avancé du fait des prix négatifs et de la surcapacité actuelle, ou permet-il au contraire de réduire le coût total du système à terme ?

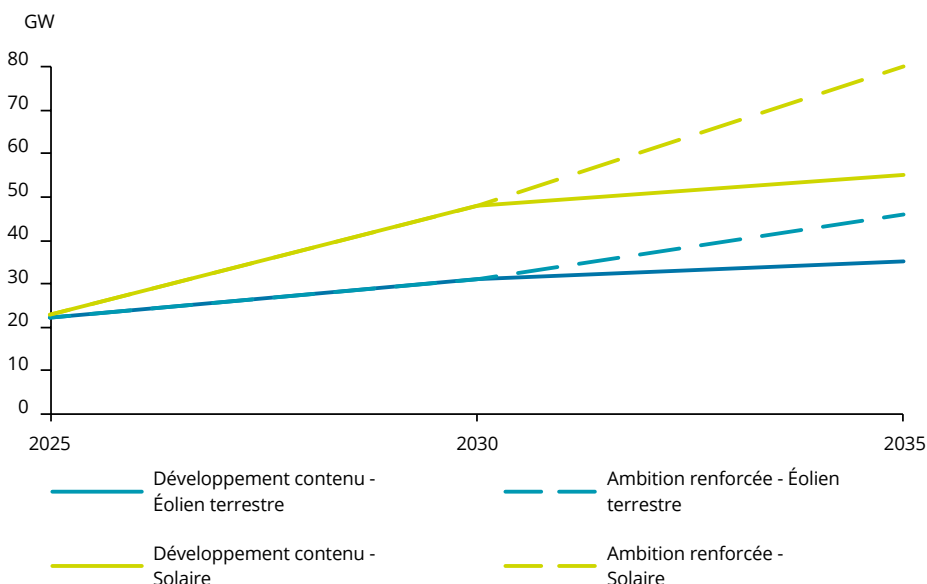
L'analyse s'appuie sur le modèle européen d'optimisation du système

énergétique développé par Deloitte, DARE⁷. Pour chaque scénario, il simule l'évolution du parc de production et l'appel des moyens disponibles, en intégrant les principaux déterminants du coût du système : demande horaire, capacités installées, production renouvelable variable, disponibilité des actifs, stockage, flexibilité de la demande, échanges transfrontaliers, coûts de production, combustibles, CO₂ et exploitation.

L'analyse complète des coûts système souligne l'intérêt des renouvelables pour baisser les coûts moyens de production

L'analyse compare deux trajectoires de développement des énergies renouvelables en France à horizon 2035 (Figure 3), en tenant compte de l'ensemble des coûts système, dans un contexte de forte électrification :



Figure 3. Scénarios de déploiement du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre à horizon 2035

Source : Ministère de l'Economie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique, France renouvelables⁸

- Le premier scénario, dit « **Développement contenu** », correspond à une trajectoire de référence alignée sur la fourchette basse des objectifs de capacités renouvelables annoncés dans la PPE (55 GW pour le solaire et 35 GW pour l'éolien terrestre)¹.
- Le second scénario, dit « **Ambition renforcée** », retient une trajectoire plus élevée pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre, cohérente avec la fourchette haute de la PPE pour le solaire (80 GW) et les recommandations de France Renouvelables pour l'éolien terrestre (46 GW)⁸.

Dans les deux scénarios, la demande française atteint 580 TWh de consommation en 2035, en s'alignant sur le scénario de « décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics » du bilan prévisionnel de RTE⁹ – en hausse par rapport aux 446 TWh consommés en 2025. La capacité de l'éolien en mer est identique dans les deux scénarios et atteint 15 GW en 2035 ; l'analyse mesure donc principalement l'effet d'une accélération du solaire, de l'éolien terrestre et des flexibilités associées.

En 2035, accélérer les renouvelables réduirait les coûts de production moyens du système électrique.

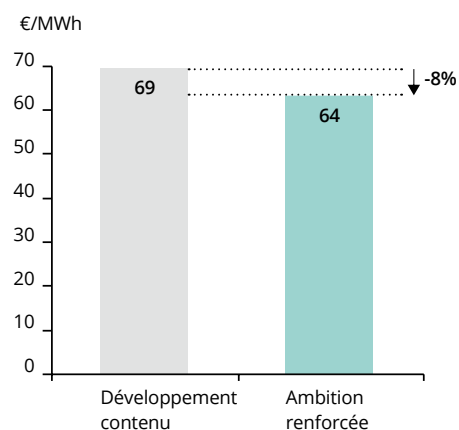
Les résultats de la modélisation montrent que le scénario d'accélération des renouvelables réduit le coût total du système de production à horizon 2035. Au total, le coût total de production du système électrique baisserait d'environ **500 millions d'euros** par an hors coûts de réseau en passant d'un scénario de « Développement contenu » à un scénario d'« Ambition renforcée ». Cette baisse représenterait un gain d'environ **0,50 €/MWh en France**. Ce gain correspond à une économie systémique sur les coûts de production. La baisse du coût système peut être interprétée comme un gain potentiel pour les consommateurs finaux car ceux-ci paient in fine les coûts complets du système.

Ce résultat s'explique par plusieurs facteurs. D'une part, la hausse de la production solaire et éolienne diminue les coûts variables associés à la consommation des combustibles et au prix du CO₂ émis. D'autre part, la hausse de la demande liée à l'électrification des usages et l'essor des batteries augmentent la valeur des

énergies renouvelables pour le système électrique. Ces résultats confirment qu'un déploiement plus ambitieux des renouvelables constitue un levier de compétitivité pour le système électrique.

L'effet observé sur les coûts de production se retrouve également dans les prix de marché

Dans le scénario « Ambition renforcée », les centrales à gaz fixent moins souvent le prix de marché de l'électricité, ce qui contribue à baisser les prix. Les prix horaires étant fixés par la dernière technologie appelée, le gaz tend à tirer les prix vers le haut lorsqu'il est mobilisé, tandis que la production solaire et éolienne réduit le recours aux moyens thermiques et abaisse le prix marginal. Les batteries renforcent cet effet en stockant l'électricité renouvelable lors des heures de forte production et en la restituant lors des périodes de tension, limitant ainsi les pics de prix. Il en résulte une baisse d'environ 5 €/MWh du prix moyen de marché en 2035 entre le « Développement contenu » et le scénario « Ambition renforcée » (Figure 4).

Figure 4. Prix moyen de marché en 2035

Source : Deloitte basé sur le modèle DARE⁷.

Test de sensibilité et limites de l'étude

Les analyses de sensibilité sur le prix du gaz confirment la robustesse du résultat. Même avec un prix du gaz plus faible, fixé à 22 €/MWh, le scénario d'« Ambition renforcée » réduit encore le

coût moyen de production de 0,40 €/MWh. De même, avec des CAPEX de batteries supérieurs de 30 %, le gain reste positif, à 0,45 €/MWh.

L'analyse présentée ci-dessus porte sur les coûts de production et les prix de marché ; elle n'intègre donc pas l'ensemble des composantes du coût complet du système électrique, notamment les coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution, de raccordement, d'équilibrage ou de réserve. **L'enjeu est d'estimer le surcoût réseau additionnel**

lié au passage d'une trajectoire. Ce chiffrage est complexe et reste débattu. Les quotes-parts, qui représentent la participation financière actuellement payée par les producteurs renouvelables pour renforcer le réseau et permettre

leur raccordement, peuvent fournir un premier ordre de grandeur. Un chiffrage plus complet devrait à minima intégrer le coût additionnel de réseau, en déduisant les travaux de renforcement et de modernisation nécessaires, et en intégrant le bénéfice global lié au développement de l'usage de l'électricité : une grande partie des coûts du réseau étant fixe, l'augmentation des volumes d'électricité acheminés permet de répartir ces coûts sur un plus grand nombre de MWh et, ainsi, d'en réduire le coût unitaire.

Comme le souligne RTE, cet effet est particulièrement favorable lorsque les nouveaux usages améliorent le taux d'utilisation du réseau sans accroître excessivement les pointes de consommation¹⁰.





Fiche 2 :

La facture des consommateurs et le coût pour l'État



Impacts pour les ménages et pour l'État

Messages clés de la fiche



Avec **une facture annuelle moyenne de 3 700 €** en 2023, dont 1 450 € d'électricité, l'énergie est un poste de coût au cœur du quotidien des ménages. Cette facture présente de fortes variations selon la typologie des ménages, notamment concernant leurs équipements de chauffage, leur mode de transport et leur logement. La part de l'électricité dans la facture énergétique des ménages est amenée à s'accroître avec l'électrification des usages¹³.



La réduction du prix de l'électricité par un déploiement accéléré des renouvelables induit près de 900 M€/an d'économies en 2035 pour les Français. Cette réduction de la facture d'électricité représente environ 34 €/an TTC pour un ménage moyen, et jusqu'à 61 €/an TTC pour un ménage rural électrifié dans un contexte de forte électrification.



Les recettes fiscales de l'État évolueraient avec plusieurs effets distincts. La baisse des prix de l'électricité devrait réduire les recettes fiscales perçues directement sur les producteurs (impôt sur les sociétés et TVA) ; mais le gain pour les consommateurs pourrait se traduire par des recettes additionnelles pour l'État, avec un effet net difficile à quantifier.



Les collectivités locales, en revanche, bénéficieraient d'une hausse claire des recettes fiscales en cas d'accélération des énergies renouvelables, estimée à 210 M€/an en 2035 (soit une hausse de près de 70 % par rapport à celles prévues pour 2025).



Le développement des renouvelables implique une poursuite du soutien public, avec un montant estimé à 740 M€/an en 2035. Ce montant dépendra des prix de marché et de l'évolution des flexibilités. Il fournit en outre une garantie contracyclique pour les finances publiques en cas de choc énergétique.



Contexte et objectifs de cette fiche

L'électricité, au cœur du quotidien des ménages pour se chauffer, cuisiner.

11 millions de ménages utilisent du chauffage électrique pour se chauffer, soit 37 % de la population¹¹. La facture est une préoccupation sociale croissante, alors que 36 % des ménages déclaraient rencontrer des difficultés à régler leurs factures d'énergie en 2025, contre 28 % en 2024¹².

Pour l'État et les collectivités territoriales, l'énergie constitue une source de revenus fiscaux

via, notamment, l'impôt sur les sociétés, la TVA ainsi que diverses recettes fiscales liées au déploiement et à l'exploitation des parcs d'énergies renouvelables.

Cette note analyse l'impact sur la facture des ménages et sur les recettes des pouvoirs publics d'un développement accéléré des énergies renouvelables en 2035, dans un contexte d'électrification rapide. Elle compare un scénario de « **Développement contenu** », aligné sur la fourchette basse de la PPE, et un scénario d'« **Ambition renforcée** », qui retient la fourchette haute de la PPE pour le solaire (80 GW) et les recommandations de France renouvelables pour l'éolien terrestre (46 GW)¹⁴. (Voir fiche 1 pour plus de détails).

La facture électrique varie fortement selon la typologie des ménages.

Avec une facture annuelle moyenne

de 3 700 € en 2023, dont 1 450 € en électricité, les dépenses d'énergie des ménages français se partagent de manière équivalente entre les besoins de mobilité et l'énergie pour le logement¹³. Si les coûts de carburant et d'énergie résidentielle sont du même ordre de grandeur, la nature de la dépense domestique, elle, se transforme. Poussée par la dynamique d'électrification des usages, la part des dépenses d'électricité dans les dépenses en énergie hors carburants a augmenté régulièrement, passant de 42 % en 2008 à 60 % en 2023¹⁴.

La facture énergétique des ménages est marquée par d'importantes disparités, principalement dictées par leur type de biens et d'équipements. Ainsi, un ménage de deux personnes occupant une maison individuelle de 110 m² dépense environ 2 300 €/an en électricité pour se chauffer, alors qu'un ménage en appartement de 70 m² chauffé collectivement par une pompe à chaleur dépensera 500 €/an¹⁵. De fortes variations se retrouvent également dans les transports individuels : un grand rouleur parcourant 20 000 km/an en véhicule diesel dépense environ 2 500 €/an en carburant, contre environ 609 €/an pour la recharge d'un véhicule électrique parcourant la même distance¹⁶.

Le poids des dépenses énergétiques dans le budget des ménages révèle une profonde fracture selon le niveau de

revenus. En moyenne, l'énergie absorbe 9,4 % du budget des foyers en 2023¹⁷. Si les ménages les plus aisés affichent en valeur absolue des dépenses supérieures pour leur logement et leurs transports, ces coûts pèsent proportionnellement beaucoup plus lourd sur les revenus modestes. Ce phénomène se traduit par un écart massif du Taux d'Effort Énergétique (TEE) : en 2023, la part des dépenses énergétiques dans le revenu disponible atteignait 20 % pour le premier décile (les 10 % les plus pauvres), contre seulement 3 % pour le décile supérieur¹⁸.

La consommation électrique des ménages augmente dans les scénarios prospectifs, portée par l'électrification de la mobilité et du chauffage. Soutenu par des objectifs ambitieux d'installations de pompes à chaleur, le chauffage électrique pourrait équiper 60 % des ménages d'ici 2035¹⁹. En parallèle, l'électrification de la mobilité s'accélère, le nombre de véhicules particuliers électriques atteindra 15,4 millions en 2035 équipant environ 40 % des ménages en France et induisant une demande électrique supplémentaire moyenne d'environ 700 kWh/an/ménage¹⁹.

Les énergies renouvelables : une opportunité pour les dépenses énergétiques des ménages

Une ambition renforcée de développement des énergies renouvelables réduirait le prix de



marché de l'électricité de 8 %. En réduisant le nombre d'heures où la production d'électricité par des centrales à combustion de gaz fixe le prix de marché, l'accélération du déploiement des renouvelables fait baisser le prix moyen de marché de 8 % environ, soit 5 €/MWh en 2035²⁰. Cette réduction du prix de l'électricité par un déploiement accéléré des renouvelables conduirait à une réduction de la facture d'électricité du ménage moyen d'environ 34 €/an TTC

(28 €/an HT)²¹. Ce montant confirme que l'essor des renouvelables peut contribuer à faire baisser la facture des ménages. Pour le mettre en perspective, cette baisse représenterait un gain d'environ 900 millions d'euros pour l'ensemble des ménages français, soit près du double des gains liés à la baisse de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) - une taxe française présente sur les factures d'électricité et de gaz - réduite par le gouvernement début 2026.

La réduction des dépenses énergétiques des ménages grâce à l'accélération du déploiement des renouvelables dépend grandement du profil de chaque ménage. Afin de prendre en compte les disparités existantes entre ménages, la réduction de la facture d'électricité a été calculée pour quatre ménages reflétant des situations diverses :

Tableau 1. Typologie illustrative de situations

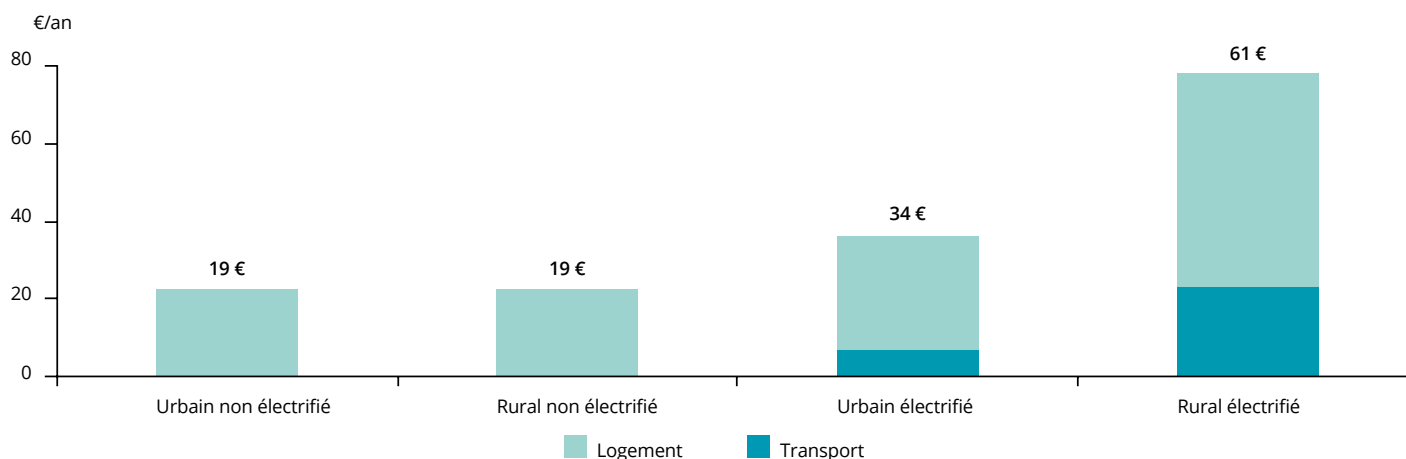
Type de ménage	Type de système de chauffage	Superficie de l'habitation (m ²)	Propulsion du véhicule individuel	Distance parcourue (km/an)
Urbain – non électrifié	Gaz	70	Diesel	6 000
Urbain – électrifié	Pompe à chaleur		Electrique	6 000
Rural – non électrifié	Gaz	110	Diesel	20 000
Rural – électrifié	Pompe à chaleur		Electrique	20 000

Les ménages électrifiés ayant une forte demande énergétique sont les plus avantagés par une accélération du déploiement des énergies renouvelables. Pour les quatre types de ménages, les économies sur la facture d'électricité

induites par le scénario « Ambition renforcée » (en comparaison du scénario « Développement contenu ») ont été estimées. Les économies liées à une ambition renouvelable renforcée sont plus élevées pour les ménages fortement

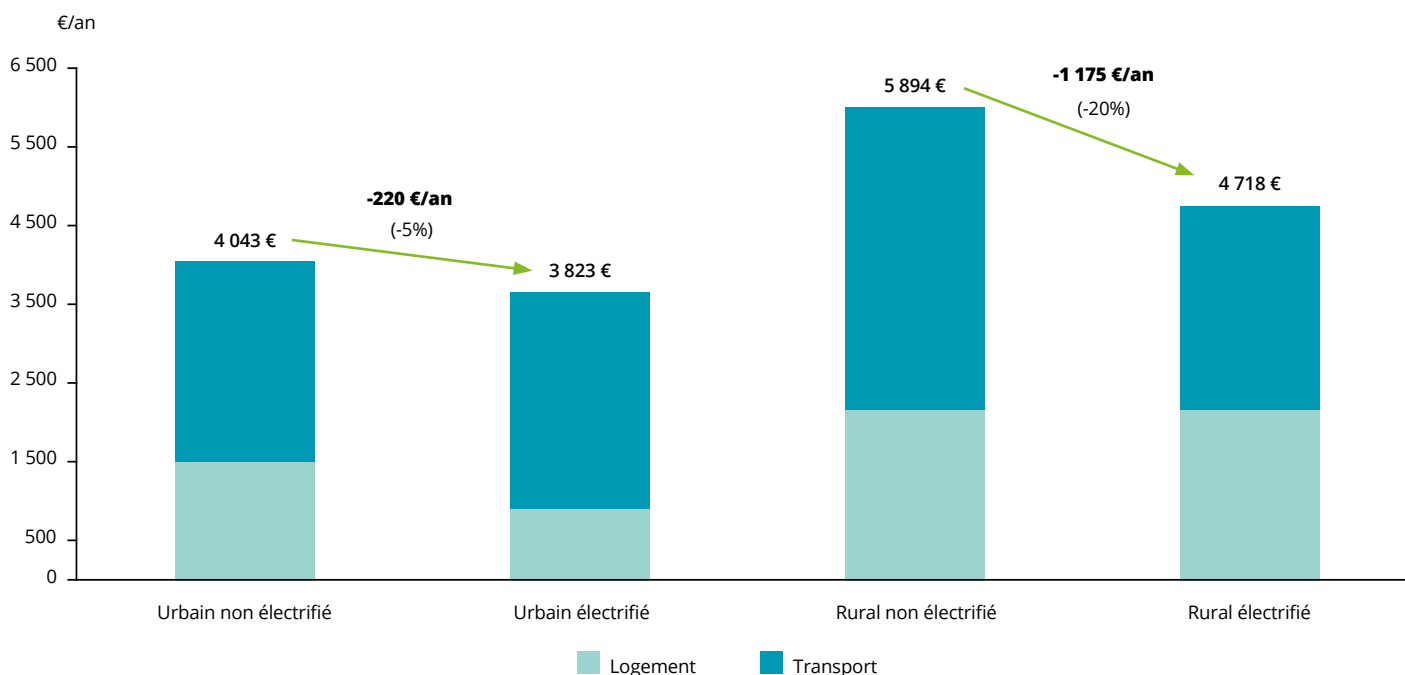
électrifiés, et en particulier les gros rouleurs et ceux nécessitant des besoins de chauffage élevés, avec jusqu'à 51 €/an (HT) de réduction de la facture électrique.

Figure 5. Économies sur la facture d'électricité en 2035 entre les scénarios « Ambition renforcée » et « Développement contenu » (TTC) selon le type de ménage



Source : calculs Deloitte

NB : ces valeurs indicatives sont basées sur les situations illustratives indiquées dans le tableau 1, elles ne prétendent pas être représentatives de toute la diversité des situations.

Figure 6. Réductions du coût total annuel moyen (dit « coût total de possession ») pour le transport et le logement des ménages en 2035 dans le scénario « Ambition renforcée » (hors taxes)²²

Source : calculs Deloitte

Au-delà des économies liées à la pénétration des renouvelables, **l'électrification des usages constitue en elle-même un levier majeur de réduction de la facture énergétique.**

Pour un ménage rural, l'électrification complète des usages permet de réduire la facture énergétique annuelle de plus de 1 175 €, soit **une baisse de 20 %**. Dans le cas du chauffage comme du transport, le coût supérieur de la technologie électrique (voiture électrique ou pompe à chaleur) est compensé par un coût d'utilisation plus faible.

Pour les pouvoirs publics, un impact limité sur les recettes fiscales

Pour l'État, la baisse des prix de l'électricité affecte ses recettes via plusieurs canaux : le prix et le volume.

L'impact d'un développement accéléré des renouvelables génère deux effets : (i) un effet volume, avec une augmentation de la quantité d'électricité produite en France (+6 %) et (ii) un effet prix, associé à une baisse du prix moyen de marché de l'électricité (-8 %)⁷. L'effet de la baisse des

prix de marché étant plus marqué que celui de la hausse des volumes produits, la valeur des ventes sur le marché de l'électricité est légèrement inférieure dans le scénario « *Ambition renforcée* ».

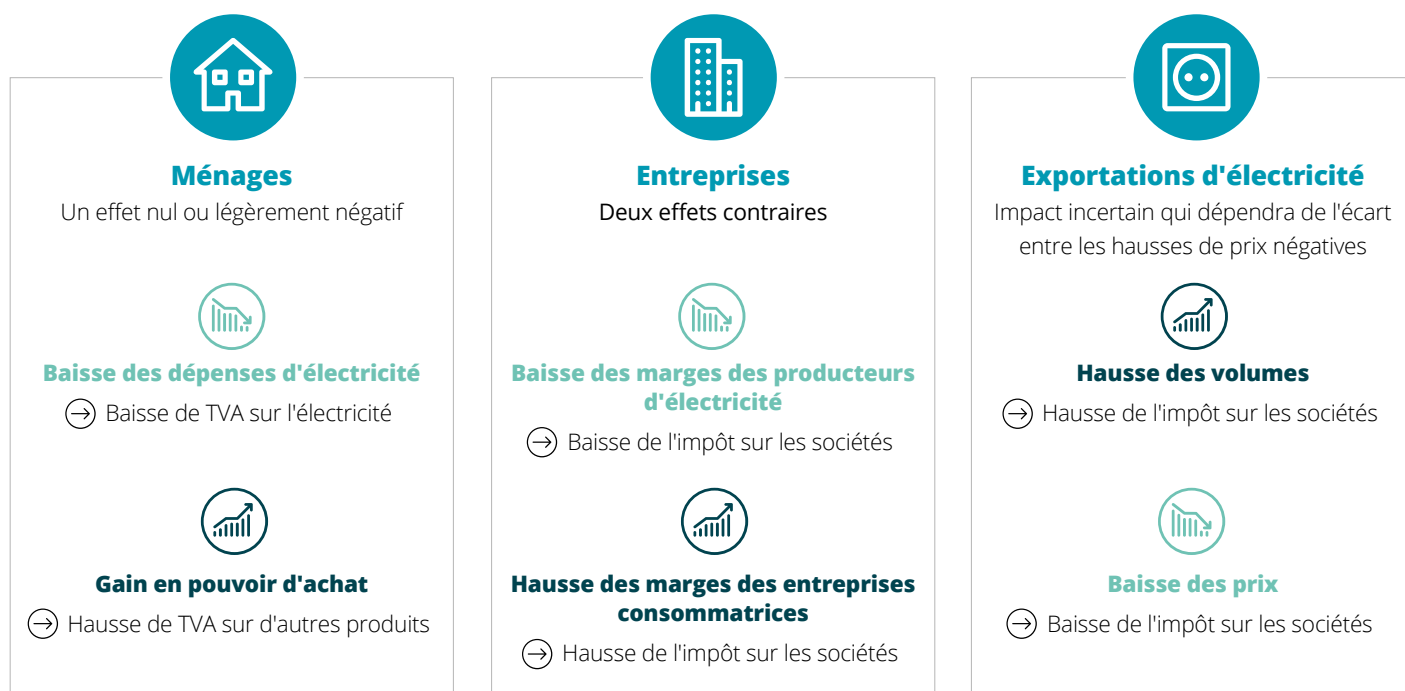
Une électrification accélérée générerait également un transfert direct vers les ménages et les entreprises, déplaçant les recettes de l'État. Pour les producteurs, la baisse des prix de marché réduit les marges, et donc l'impôt sur les sociétés (IS) et les recettes directes de TVA collectées par l'État. En retour, le gain de pouvoir d'achat par les ménages augmente leurs dépenses, et donc les recettes directes de TVA collectées auprès des ménages, toutes choses égales par ailleurs. Parallèlement, la hausse des marges des entreprises consommatrices d'énergie entraîne une hausse d'IS. Il est difficile d'évaluer l'impact net pour l'État, mais celui-ci pourrait être limité puisque les pertes de recettes directes sur les producteurs d'électricité se combinent à des revenus indirects additionnels via les consommateurs.

Pour les collectivités territoriales, en revanche, le développement des énergies renouvelables générerait des recettes complémentaires, notamment liées à l'implantation, à l'exploitation et au raccordement des infrastructures de production. En 2024, la fiscalité liée aux énergies renouvelables aurait généré environ 1,3 Md€ de retombées fiscales directes pour les collectivités locales²³. Plus particulièrement, un parc solaire photovoltaïque et un parc éolien génèrent



Figure 7. Évolution des recettes fiscales de l'Etat

Synthèse des impacts liés à un développement accéléré des énergies renouvelables électriques dans un contexte d'électrification



Source : calculs Deloitte

respectivement environ 4,2 € et 4,3 € de revenus locaux par MWh²⁴. Ainsi, le passage d'un scénario de « Développement

contenu » à un scénario d'« Ambition renforcée » rapporterait 210 M€ de recettes fiscales aux collectivités

territoriales à l'horizon 2035, soit environ 30 % de la perte de recettes enregistrée au niveau de l'État (voir Tableau 2).

Tableau 2. Comparaison des recettes fiscales entre les scénarios « Ambition renforcée » et « Développement contenu » en 2035

	Développement contenu (90 GW d'éolien et solaire en 2035)	Ambition renforcée (126 GW d'éolien et solaire en 2035)	Ecart entre les deux scénarios (36 GW)	Part des recettes totales
Coût pour l'État				
Soutien aux renouvelables ²⁶	513 M€	1 256 M€	743 M€	/
Recettes fiscales pour les collectivités territoriales				
Liées à l'énergie solaire additionnelle produite	247 M€	424 M€	176 M€	0,3 % des recettes fiscales totales des collectivités territoriales en 2025
Liées à l'électricité éolienne terrestre additionnelle	334 M€	368 M€	34 M€	0,05 % des recettes fiscales totales des collectivités territoriales en 2025
Total	582 M€	793 M€	210 M€	0,3 % des recettes fiscales totales des collectivités territoriales en 2025

Source : calculs Deloitte, Rapport du SER²⁷

NB : les écarts dans les totaux sont dus aux arrondis.

L'impact sur la fiscalité du développement des renouvelables doit toutefois être apprécié au regard des effets macroéconomiques plus larges, avec une hausse des exports d'électricité et une possible accélération de l'électrification. Le scénario « Ambition renforcée » implique une augmentation des exportations d'électricité. En outre, la baisse des prix pourrait générer un effet rebond sur l'électrification des usages, qui n'est pas quantifié ici, mais pourrait avoir plusieurs effets positifs. L'électrification du chauffage pourrait contribuer à une augmentation des recettes fiscales de l'État, le niveau des droits d'accise applicables à l'électricité étant plus élevé que celui applicable au gaz naturel²⁵.

Un coût budgétaire de soutien mais aussi une protection contracyclique

L'impact net pour l'État dépendra également des montants de soutien public nécessaires pour soutenir les investissements dans les renouvelables. Ces montants de soutien peuvent être estimés, pour chaque filière, en comparant les revenus de marché des producteurs, calculés à partir des prix (c'est-à-dire les prix moyens de vente des différents moyens de production) modélisés en 2035, et leurs coûts complets de production. Le passage d'un scénario de « Développement contenu » à un scénario d'« Ambition renforcée » se traduirait ainsi par un besoin de soutien public d'environ 7 €/MWh

d'électricité renouvelable produit, soit 740 M€/an à l'horizon 2035. Ce montant de soutien couvre l'écart entre les prix de marché et le coût de production, à l'instar des dispositifs d'appel d'offres actuels. Son montant final dépendra toutefois du niveau effectif des prix de marché, très variables selon les années, de l'essor des flexibilités et des mécanismes de soutien retenus.

Un intérêt à ces soutiens est leur caractère contracyclique et protecteur face aux crises. Lors des pics de prix liés à des crises énergétiques - aux moments où les ressources de l'État sont réduites par une activité économique ralentie - le coût public du soutien aux renouvelables diminue, et peut même générer des recettes pour l'État, en effet, lorsque le prix de marché dépasse le niveau de rémunération garanti, les producteurs peuvent reverser à l'État tout ou partie de la différence entre le prix de marché et le prix de soutien. Ainsi, les dispositifs de soutien aux renouvelables ont généré des recettes nettes pour les finances publiques atteignant 1,7 Md€ en 2022 et 3,1 Md€ en 2023, avant de représenter une dépense nette de 3,9 Md€ en 2024 et 7,3 Md€ en 2025²⁸.

Ce montant de soutien public peut être réduit avec les progrès technologiques, l'assouplissement de certaines contraintes réglementaires et l'essor des flexibilités.





Fiche 3 :

La résilience du système électrique



Un système électrique plus résilient et indépendant

Messages clés de la fiche



Le développement des renouvelables électriques constitue un levier d'indépendance énergétique et de résilience. Leur déploiement permet de réduire le recours aux moyens thermiques fossiles et d'atténuer l'exposition du système électrique aux chocs de prix sur les marchés internationaux, dans un contexte où le prix du gaz naturel pourrait rester durablement volatil.



500 M€ d'achat d'énergies fossiles en moins : À horizon 2035, un déploiement accéléré des renouvelables permettrait de réduire de 3 TWh la production d'électricité à partir de gaz par rapport au scénario de « Développement contenu », soit une baisse de 12 %. Cette moindre mobilisation des centrales à gaz conduirait à une baisse des achats de gaz de 500 M€ entre 2030 et 2035.



Une moindre volatilité des prix : Un mix électrique avec davantage de renouvelables est plus résilient face aux chocs de prix internationaux. Une hausse du prix du gaz entraîne une augmentation du prix de l'électricité environ 30 % plus importante en 2035 dans le scénario « Développement contenu » que dans le scénario « Ambition renforcée ».



Quatre fois moins d'importations pour l'éolien et sept fois moins d'importations pour le solaire : En matière d'indépendance, les énergies renouvelables permettent une moindre exposition au commerce international. Un mégawattheure produit à partir d'éolien contient environ 4 fois moins d'importations en euros qu'un mégawattheure issu d'une centrale à gaz, et ce ratio monte à 7 pour le solaire.

Contexte et objectifs de cette fiche

La sécurité d'approvisionnement et la souveraineté énergétique sont redevenues des priorités majeures de politique publique. La crise énergétique de 2022 et les tensions récentes au Moyen-Orient ont rappelé la vulnérabilité des économies européennes aux chocs d'approvisionnement énergétique, notamment de pétrole et de gaz, et aux envolées de prix sur les marchés internationaux.

Les prix de l'électricité dans le système électrique français sont souvent corrélés au prix du gaz.

Les centrales à gaz jouent un rôle stratégique car elles fixent souvent le prix marginal de l'électricité en Europe, transmettant la volatilité des marchés du gaz aux prix de l'électricité.

Cette fiche analyse dans quelle mesure une accélération du développement des renouvelables permet d'améliorer l'indépendance du système électrique français et de renforcer sa résilience face aux crises énergétiques, dans un contexte d'électrification des usages. Elle s'appuie sur une modélisation des systèmes énergétiques pour apporter des éléments quantifiés.

Des dépendances aux marchés des énergies fossiles

La France importe la quasi-totalité des énergies fossiles qu'elle consomme, et les approvisionnements français en gaz connaissent une recomposition rapide. Les récents chocs géopolitiques, notamment la guerre en Ukraine, accélèrent une recomposition des imports : la part du gaz russe est passée de 26 % des importations

en 2021 à 14 % en 2023, tandis que le gaz naturel liquéfié (GNL) américain, absent des imports en 2015, est devenu une composante importante de ce mix²⁹. En 2024, les principaux fournisseurs de gaz de la France étaient la Norvège, les États-Unis, la Russie et l'Algérie, qui représentaient ensemble environ 90 % des importations françaises de gaz naturel (Figure 8). Les États-Unis et le Qatar³⁰ ayant lancé le plus de constructions de nouvelles capacités de gaz naturel liquéfié (GNL), leur rôle sur les marchés internationaux pourrait se maintenir dans la durée.

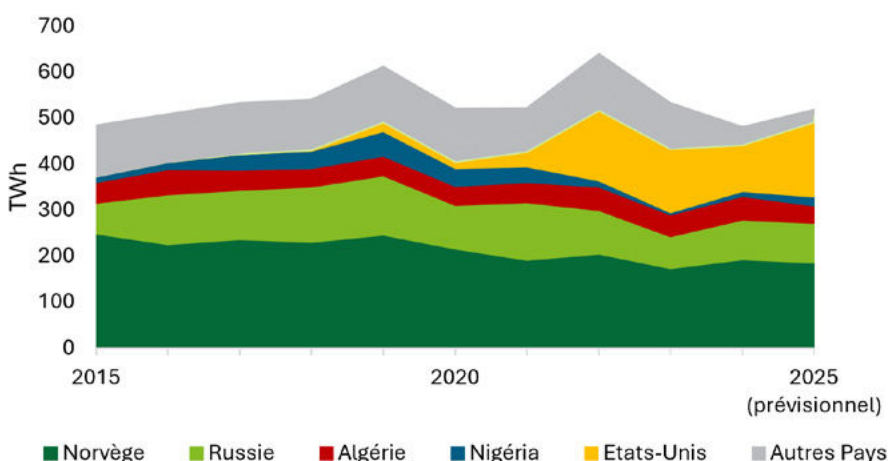
Les prix du gaz en France restent soumis aux marchés mondiaux. Le

recours croissant au GNL insère davantage la France dans un marché mondial interconnecté. Ces flux restent cependant soumis aux aléas des marchés mondiaux : même lorsque les principaux pays exportateurs ne présentent pas en eux-mêmes un risque géopolitique immédiat, une tension d'approvisionnement, une hausse de la demande ou une perturbation logistique dans une région peut se répercuter sur l'ensemble des prix internationaux du gaz, y compris en Europe.

Cette recomposition des approvisionnements fait apparaître de nouvelles expositions aux risques

géopolitiques. D'une part, le commerce mondial de GNL repose sur des routes maritimes critiques, comme le détroit d'Ormuz, dont les tensions géopolitiques peuvent provoquer des hausses de prix globales, y compris en France, malgré une faible dépendance directe au Moyen-Orient (environ 3 % de gaz qatari entre 2015 et 2024). D'autre part, les imports de GNL en provenance des États-Unis introduisent une nouvelle dépendance stratégique vis-à-vis de ces derniers. Dans ce contexte, l'approvisionnement français en gaz reste largement exposé aux risques géopolitiques internationaux.

Figure 8. Origine des importations françaises de gaz naturel (2015-2025)



Source : base de données SDES (édition 2025) – Chiffres clés de l'énergie (données 2015–2024), ainsi que les données provisoires du Bilan énergétique de la France en 2025 (SDES, 2026).

Un développement accéléré des renouvelables réduirait de 12 % la consommation de gaz dans notre mix électrique

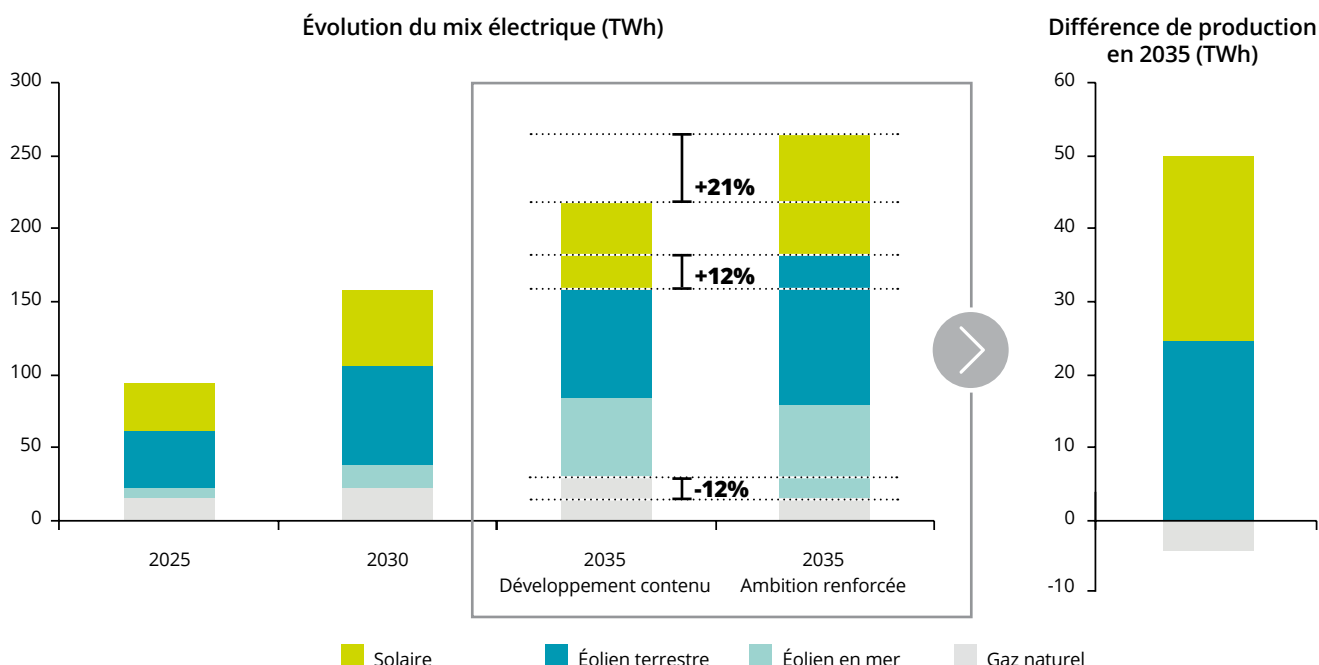
Une ambition renforcée de développement des énergies renouvelables réduirait le recours aux moyens thermiques fossiles. Les résultats de modélisation indiquent qu'à l'horizon 2035, le scénario « Ambition renforcée » réduirait la production d'électricité à partir de gaz de 3 TWh par rapport au scénario « Développement contenu », soit une baisse de 12 %, grâce à un déploiement plus ambitieux des renouvelables (Figure 9). Cette baisse se

traduirait par une réduction des achats de gaz d'environ 500 millions d'euros d'importations³¹ entre 2030 et 2035.

Le gaz serait alors davantage orienté vers un rôle d'appoint. L'augmentation de la production solaire et éolienne, couplée au développement de solutions de stockage d'électricité, permettrait de couvrir une part plus importante de la demande électrique sans combustible importé. Elle limiterait ainsi les heures pendant lesquelles les centrales à gaz doivent être appelées. Dans ce contexte, le gaz jouerait de plus en plus un rôle de pointe et de flexibilité, mobilisé



principalement lors des périodes de forte demande ou lorsque la production renouvelable est insuffisante.

Figure 9. Production électrique à partir de gaz naturel, d'éolien et de solaire dans les deux scénarios en 2035


Le développement des renouvelables limiterait la volatilité du prix de l'électricité

Les énergies renouvelables contribuent à réduire l'exposition du système électrique français à la volatilité du prix des énergies fossiles. Dans le fonctionnement actuel du marché européen de l'électricité, les prix horaires sont fixés par la dernière technologie (dit « moyen de production marginal ») appelée pour équilibrer l'offre et la demande. Lorsque les centrales à gaz sont nécessaires, elles fixent souvent le prix de l'électricité, en intégrant le coût du combustible et du CO₂. Ainsi, même si le gaz représente une part limitée du mix électrique français en volume de production, il peut exercer un effet important sur les prix de marché. Plus le système électrique dépend du gaz pour équilibrer l'offre et la demande, plus les prix de l'électricité sont exposés aux fluctuations des cours mondiaux du gaz. À l'inverse, réduire les heures de fonctionnement des centrales à gaz permettrait de limiter les périodes pendant lesquelles le marché de l'électricité est davantage exposé aux hausses des prix du gaz. Le stockage jouerait également un

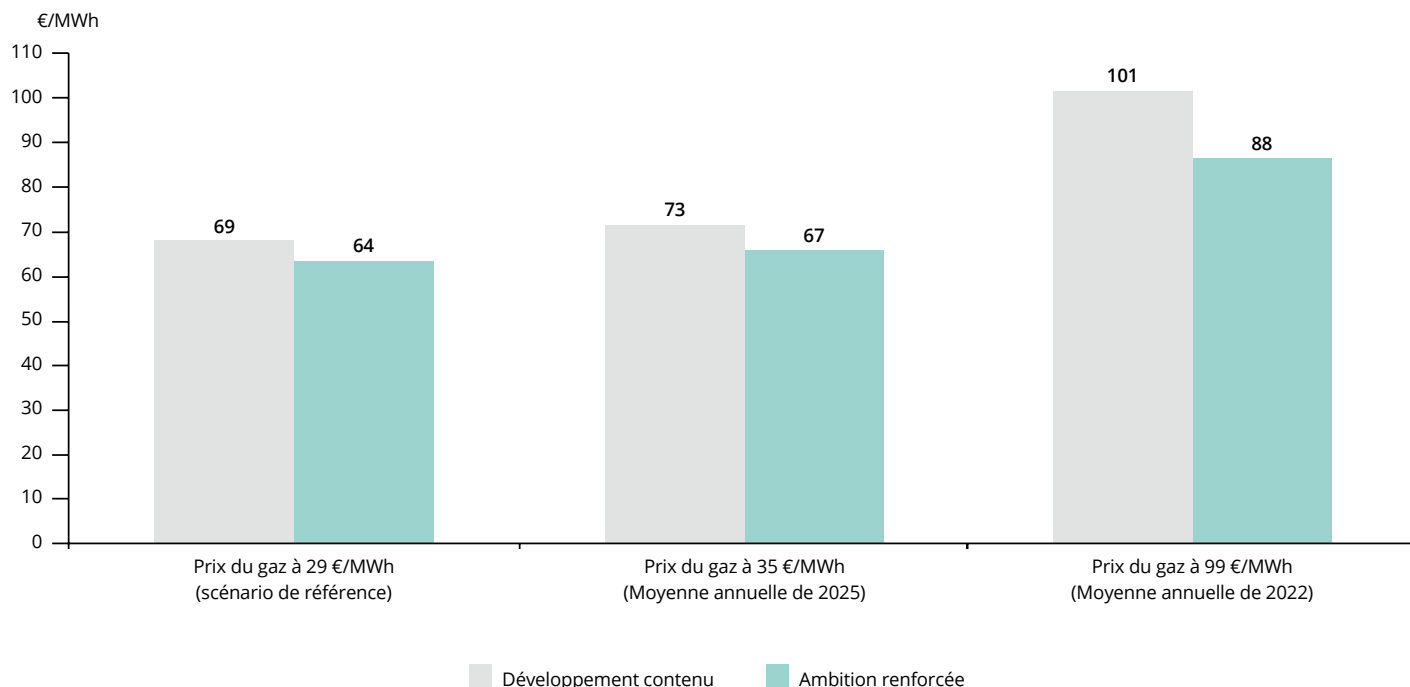
rôle important pour limiter cette volatilité, notamment via les Stations hydrauliques de transfert d'énergie par pompage et les batteries.

Un développement plus ambitieux des renouvelables réduirait l'exposition aux variations du prix du gaz.

Une augmentation du prix du gaz a un effet environ 30% plus grand sur le prix de l'électricité dans le scénario « Développement contenu » par rapport au scénario « Ambition renforcée » (Figure 10). Lorsque le prix du gaz atteint 99 €/MWh,

soit le prix annuel moyen lors de la crise énergétique en 2022, le prix de marché de l'électricité augmente de **31 €/MWh** dans le scénario « Développement contenu » (portant le prix de marché à 101 €/MWh), contre **24 €/MWh** dans le scénario « Ambition renforcée » (portant le prix de marché à 88 €/MWh). Le même effet est observé pour un prix du gaz qui passe à 35 €/MWh, soit le prix annuel moyen de 2025. Cet écart est d'autant plus notable qu'il s'applique à un prix de marché déjà moins élevé dans le scénario « Ambition renforcée ».



Figure 10. Effet d'une hausse du prix du gaz sur le prix moyen de marché de l'électricité en 2035Source: Deloitte basé sur DARE⁷

Les énergies renouvelables contribuent également à diversifier le mix électrique, et donc à renforcer sa résilience face aux aléas imprévus sur le reste du parc. La crise de 2022 a rappelé que malgré la vigilance de l'ASN et des exploitants de centrales nucléaires, la possibilité d'un défaut générique du parc français doit être intégrée à l'évaluation des risques. Face à ce risque, la diversification du mix avec l'accélération des renouvelables fournit une valeur d'assurance au système électrique.

L'électricité renouvelable réduirait les importations et les dépendances

Le développement des énergies renouvelables ne supprime pas les dépendances aux importations, mais il en modifie la nature. Dans le cas du photovoltaïque et de l'éolien, une part des importations est incorporée dans les équipements installés : modules, onduleurs, composants électriques, structures, sous-composants industriels ou matières premières. Ces importations interviennent principalement au moment de l'investissement initial, puis sont amorties sur la durée de vie de l'actif. Un panneau solaire ou une éolienne permet

de produire de l'électricité pendant 25 ans ou plus une fois installés. Dans le cas d'une centrale à gaz, la dépendance aux importations prend une autre forme : une centrale à gaz combine un investissement initial avec un besoin récurrent en combustible. Pour chaque MWh produit, de nouveaux volumes de gaz doivent être achetés, ce qui crée une exposition continue aux marchés internationaux du gaz et à leurs variations de prix. Ainsi, les filières renouvelables et les centrales à gaz présentent toutes deux des dépendances aux importations, mais celles-ci diffèrent par leur objet et leur temporalité : équipements et chaînes de valeur industrielles dans le premier cas, approvisionnement continu en combustible dans le second.

Même lorsque les technologies de production sont importées, un mégawattheure d'électricité éolienne et solaire nécessite respectivement environ 4 et 7 fois moins d'euros d'importations qu'un mégawattheure produit à partir de gaz. Pour ces technologies, les imports se concentrent au moment de l'installation et s'élèvent

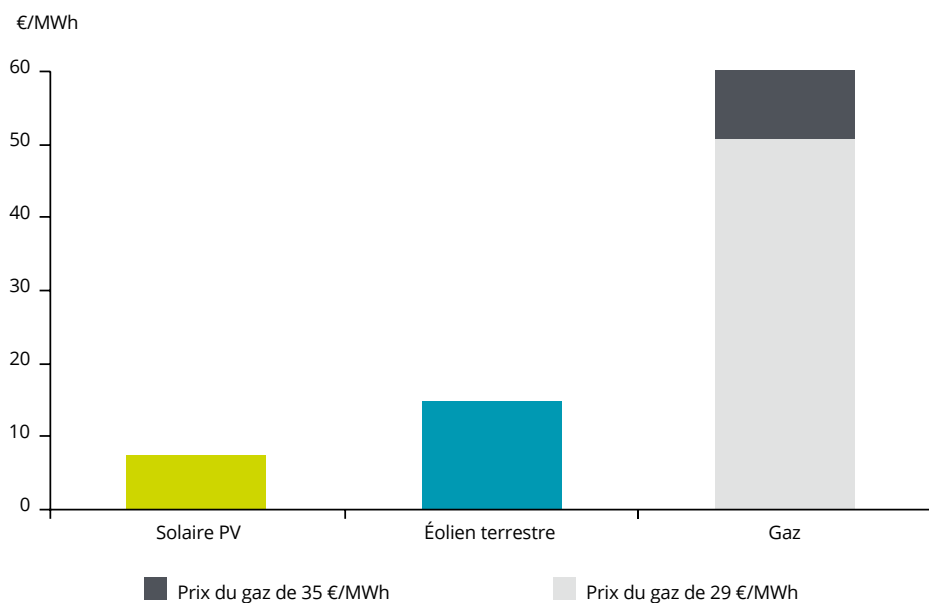
à environ 200 €/kW pour le solaire et 780 €/kW pour l'éolien si l'essentiel des composants est importé³², selon les valeurs moyennes indiquées par l'Agence Internationale de l'Energie. Sur toute la durée de vie de la technologie, cela représente un contenu en imports de 13 €/MWh pour l'éolien et de 7 €/MWh pour le solaire (Figure 11).

Par comparaison, une centrale à gaz a un contenu d'imports compris entre 49 €/MWh et 59 €/MWh d'électricité produite, uniquement pour le prix du combustible avec un prix du gaz compris entre 29 €/MWh et 35 €/MWh³³.

Avec ces hypothèses, l'énergie éolienne représente environ quatre fois moins d'importations que celle produite à partir de gaz (avec un ratio allant de 3,8 à 4,6 selon le prix du gaz) et l'énergie solaire environ sept fois moins d'importations (allant de 6,8 à 8,2). Cette comparaison est fondée sur l'hypothèse d'importation

des technologies renouvelables, dont la chaîne d'approvisionnement possède une forte dimension européenne : en 2024, environ 88 % des turbines installées dans l'UE et 60 % des composants provenaient d'entreprises et de fournisseurs européens, selon le JRC³⁴.

Figure 11. Contenu en imports monétaires de la production électrique (€/MWh)



Source : Deloitte, basé sur l'AIE³⁵. Cette estimation est illustrative et basée sur les valeurs moyennes de l'AIE. Elle est basée sur une durée de vie de 25 ans pour les panneaux solaires et les éoliennes. Les importations associées à un kWc installé sont calculées en appliquant la part des composants importés aux coûts d'investissements pour un kWc installé.





Fiche 4 :

Les synergies avec la flexibilité des usages



Un large potentiel de flexibilités à exploiter

Messages clés de la fiche



Contexte et objectifs de cette fiche

La flexibilité du système électrique désigne sa capacité à ajuster en temps réel production et consommation pour maintenir l'équilibre du système. Concrètement, cela passe le plus couramment par le déplacement de certains usages dans le temps et par la modulation à la hausse ou à la baisse de la puissance des moyens de production. Le stockage d'électricité permet également de capter l'énergie puis de la restituer aux moments opportuns.

La flexibilité est une condition directe pour libérer le plein potentiel des renouvelables tout en maîtrisant les coûts. Elle permet d'éviter deux écueils symétriques : des pics de prix lors des périodes de forte demande et de faible production, et du gâchis d'électricité renouvelable lors des périodes d'abondance faute de pouvoir déplacer la demande. Plus largement, une flexibilité suffisamment développée et diversifiée permet de mieux valoriser la production des renouvelables, de limiter le recours à des moyens de production thermiques (type centrale à gaz), et ainsi de lisser les prix et limiter les émissions de CO₂.

Cette fiche propose, d'une part, une cartographie synthétique des principales sources de flexibilité en France, tant côté consommation que côté production, et d'autre part, un ordre de grandeur chiffré du potentiel de flexibilité en France à l'horizon 2035, ainsi que des indicateurs concrets sur l'impact d'un développement efficace de ces moyens sur le système électrique et ses coûts.



La capacité du système à être flexible est déterminante pour baisser la facture des consommateurs et tirer pleinement parti de l'abondance d'électricité bas-carbone.



Les bénéfices systémiques sont significatifs : à horizon 2035, l'activation du potentiel de flexibilité permettrait de **réduire l'écêtement de la production renouvelable de 10 % et de diminuer de 20 % le nombre d'heures de prix élevés.**



Du côté de la production, la flexibilité repose sur la **mobilisation intelligente de tous les moyens de production et sur la combinaison d'actifs dédiés** (hydrauliques, batteries stationnaires, interconnexions) pour absorber la variabilité et sécuriser l'équilibre du système.



Le développement de 1 GW de batteries induirait une économie d'environ 90 M€ par an pour le système électrique en 2035.



Du côté de la demande, la France dispose d'un large gisement de flexibilité de consommation (véhicules électriques, chauffage, industrie), avec un **potentiel total estimé entre 13,5 et 22,5 GW** à l'horizon 2035.



Ces bénéfices se traduisent aussi pour les consommateurs. La flexibilité sur le système permettrait de réduire le prix de marché de l'électricité de près de 4 €/MWh, soit **une économie d'environ 30 € par an pour un ménage moyen.**

Un large potentiel de demande flexible d'ici 2035

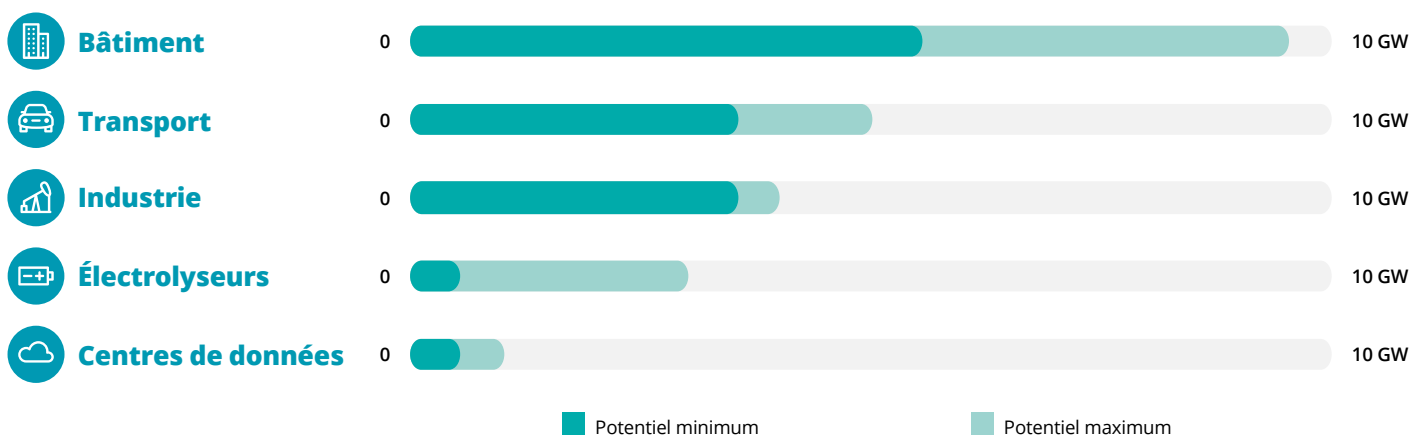
À l'horizon 2035, RTE estime que 75 % du parc européen sera directement dépendant des conditions météorologiques (vent, ensoleillement)³⁶, ce qui rendra les équilibres offre-demande plus complexes à piloter.

L'électrification rapide des usages (transport, chauffage, industrie) va transformer les profils de consommation au cours de la journée.

Les nouveaux usages ne sont pas de simples consommations supplémentaires : ils constituent un gisement considérable de flexibilité, appelé à croître fortement avec

l'électrification de l'économie française (Figure 12). Les véhicules électriques, les pompes à chaleur, les électrolyseurs et les centres de données sont par nature pilotables et interruptibles, et représentent donc autant d'opportunités si les bonnes incitations sont en place.

Figure 12. Potentiel de flexibilité des différents secteurs dans le système électrique français à l'horizon 2035



Source : Analyse Deloitte basée sur RTE³⁷

Bâtiment : Les chauffe-eaux et les systèmes de chauffage électriques (notamment les pompes à chaleur) bénéficient d'une inertie naturelle. Ils peuvent être mis à l'arrêt pendant une à deux heures, avec un fonctionnement éventuellement décalé sur les heures creuses, sans impact perçu par l'utilisateur. L'électrification massive des usages thermiques à horizon 2035 en fait un gisement majeur, avec un potentiel d'effacement (arrêt temporaire) et de modulation estimé entre 5,5 et 9,5 GW en France. Le déploiement des systèmes intelligents de gestion des bâtiments amplifie ce potentiel. Ces derniers permettent de moduler la consommation électrique (éclairage, climatisation, chauffage) en fonction des signaux du réseau, sans dégradation significative du confort³⁷.

Transport : Les batteries des véhicules électriques constituent une ressource flexible naturelle. La recharge

peut être décalée aux heures creuses (recharge pilotée), voire restituée au réseau dans le cas du Vehicle-to-Grid (ou V2G). La massification du parc de véhicules électriques (véhicules légers et poids lourds) à horizon 2035 en fait un gisement conséquent. Le potentiel est estimé entre 3,5 et 5 GW, ce qui correspondrait à une flotte de véhicules électriques dont plus des deux tiers font l'objet d'un pilotage de la recharge³⁷.

Industrie : Les grands consommateurs industriels (processus électro-intensifs, sidérurgie, chimie) peuvent interrompre rapidement des procédés non continus en cas de tension sur le réseau. Il s'agit majoritairement d'effacement souvent de grande puissance. Si ces procédés sont déjà largement appliqués par l'industrie avec une capacité existante d'environ 3 GW, il existe un potentiel d'effacement industriel additionnel d'ici 2035 estimé entre 0,5 et 1 GW.

Electrolyseurs (hydrogène vert) : Les électrolyseurs produisant de l'hydrogène décarboné à partir d'électricité peuvent fonctionner de manière intermittente, en s'alignant sur les périodes de surplus d'électricité renouvelable. Ils constituent une source de flexibilité à la fois programmable et pilotable, avec des temps de réponse rapides. Le potentiel de modulation et d'effacement des électrolyseurs est estimé entre 0,5 et 3 GW à horizon 2035, en fonction du déploiement effectif de ces technologies³⁷.

Centres de données (data centers) : Les centres de données, en particulier les hyperscalers, disposent également de leviers de flexibilité croissants : modulation des charges de calcul non urgentes (entraînement des modèles IA), pilotage intelligent des systèmes de refroidissement, recours à des groupes électrogènes ou batteries de secours comme capacité d'effacement. Avec l'explosion de la demande en

intelligence artificielle, les centres de données sont amenés à devenir un gisement de flexibilité significatif, d'autant plus que les grands opérateurs ont des incitations économiques fortes à optimiser leurs factures énergétiques. Le potentiel est estimé entre 0,5 et 1 GW à horizon 2035^{37,38}.

Au total, le potentiel de flexibilité côté demande en France est estimé entre 13,5 GW et 22,5 GW à horizon 2035.

En termes de puissance ajustable, cette ressource est du même ordre de grandeur que la variation associée à l'arrêt ou au démarrage de plusieurs réacteurs nucléaires, sans pour autant se substituer à des capacités de production. A titre de comparaison, le potentiel actuel des stations de pompage hydraulique est de 5 GW, et la PPE 3 ambitionne d'atteindre +1,7 GW d'ici 2035. Néanmoins, ce potentiel reste aujourd'hui largement sous-exploité en partie en raison de signaux en termes de prix encore insuffisamment adaptés, de cadres incitatifs limités et d'un écosystème d'agrégateurs de flexibilité encore émergent.



La flexibilité côté production : une affaire de mix et d'actifs dédiés

Le mix électrique est également un déterminant clé de la définition du besoin en flexibilité du système. En effet, la capacité d'un système électrique dépend directement de la nature des moyens de production qui le composent, car tous ne contribuent pas de la même façon à la flexibilité. Chaque moyen de production possède un potentiel de flexibilité qu'il convient de maximiser.



Hydraulique : L'hydraulique constitue la ressource de flexibilité clé de l'équilibre du système français. Les barrages-lacs, grâce à leur réservoir, peuvent choisir librement quand turbiner et offrent une capacité de modulation totale, avec un démarrage et un arrêt quasi-instantané en cas de tension sur le système. Les STEP vont encore plus loin : en pompant de l'eau en période de surplus, elles absorbent activement l'excès de production et le restituent à la demande. Enfin, les centrales au fil de l'eau, sans réservoir, contribuent plus marginalement à la flexibilité. La France dispose déjà d'un stock d'actifs hydrauliques important, mais son développement est désormais contraint par la géographie. A horizon 2035, une augmentation de capacité de seulement +0,5 GW est attendue pour les STEP et +1 GW pour le fil de l'eau d'après RTE³⁹.



Nucléaire : Le parc nucléaire français est conçu pour pouvoir assurer un suivi de charge. Les réacteurs peuvent moduler leur puissance entre 20 % et 100 % de leur capacité nominale et passer du minimum au maximum en une trentaine de minutes⁴⁰. La modulation du parc nucléaire est une optimisation économique de l'exploitation des centrales. Dans les dernières décennies, une partie de sa production a été modulée, notamment pour contribuer aux services systèmes⁴¹.



Centrales thermiques : Les centrales thermiques offrent une flexibilité élevée, à l'image des centrales à gaz démarrables en quelques minutes. Elles jouent un rôle de filet de sécurité pour les pointes et les creux imprévus. Dans une

trajectoire de décarbonation cependant, leur rôle est amené à évoluer vers un usage de plus en plus résiduel. En raison de leurs coûts variables généralement plus élevés, notamment sous l'effet du prix des combustibles et du CO₂, elles sont appelées plus tard dans l'ordre de mérite et ne produisent que lorsque les moyens moins coûteux ne suffisent pas à couvrir la demande. Leur mobilisation permet donc d'apporter de la flexibilité au système, mais à un coût souvent plus élevé.



Solaire et éolien : Ces énergies disposent d'une capacité de modulation en adaptant la production à la baisse (écrêtement) ou à la hausse (bien évidemment, sous réserve de la disponibilité de l'énergie primaire, vent, soleil par exemple) avec des temps de réponse rapides. Cette flexibilité est particulièrement utile lors d'épisodes de prix négatifs ou de contraintes sur le réseau. Plus de 25 GW de capacités solaires et éoliennes sont maintenant susceptibles de s'arrêter lors d'épisodes de prix négatifs⁴². De plus, **les capacités éoliennes et solaires participant au mécanisme d'ajustement en temps réel** ont été multipliées par près de dix au cours des douze derniers mois, **atteignant 5,6 GW** à la fin de l'année 2025⁴⁰.



Batteries stationnaires (BESS) : Les batteries de stockage offrent du stockage journalier, avec des temps de réponse de l'ordre de la milliseconde pour équilibrer l'offre et la demande. Leur coût est en forte baisse (-90 % depuis 2010)⁴³, ce qui contribue à les rendre de plus en plus compétitives pour des durées de stockage de 2 à 4 heures. Elles sont amenées à se déployer rapidement en France sur la décennie à venir mais les incertitudes restent importantes concernant les vitesses de raccordement et les bouquets de flexibilité mobilisés : RTE retient un socle de 3 GW à horizon 2030, tout en testant des variantes jusqu'à 33 GW⁴¹.



Interconnexions : Les lignes d'interconnexion avec les pays voisins de la France constituent une forme de flexibilité souvent sous-estimée. Elles permettent d'exporter le surplus ou

d'importer en cas de déficit, mutualisant les aléas à l'échelle européenne. RTE anticipe une augmentation des capacités théoriques d'interconnexions à l'import de la France avec ses voisins d'environ 6 GW à horizon 2035⁴⁴. Leur capacité réelle dépend cependant des conditions simultanées chez les voisins.

La flexibilité maximise les bénéfices de l'électrification pour le système électrique et minimise les prix pour les consommateurs

Une flexibilité des consommations pleinement exploitée réduirait les pics de prix et limiterait le recours aux centrales fossiles. Ses bénéfices sont visibles à la fois pour le système électrique et pour les consommateurs (Figure 13). Pour quantifier ces bénéfices, nous comparons un scénario 2035 dans lequel le potentiel de flexibilité de 13 GW⁴⁵ est pleinement mobilisé à un scénario où ces flexibilités ne sont pas activées⁴⁶.

• Un écrêtement réduit de 10 % :

La flexibilité permet de consommer l'électricité solaire et éolienne lorsqu'elle est abondante, au lieu de l'écrêter.

Activer le potentiel de flexibilité en 2035 permettrait de réduire l'écrêtement de la production renouvelable de 10 %.

- **Des pics de prix contenus :** Elle réduit les heures de tension, limite les prix extrêmes et diminue le recours aux centrales fossiles. Le nombre d'heures avec pics de prix supérieurs à 130 €/MWh diminuerait de 20 %.
- **Une baisse des prix de marché :** Le prix de marché baisserait de près de 4 €/MWh, ce qui permettrait de baisser la facture énergétique du ménage moyen d'environ 30 €/an dans le scénario de référence.
- **Une moindre dépendance au gaz :** En réduisant les besoins de gaz lors des périodes critiques, elle diminue l'exposition de la France aux crises énergétiques internationales. La flexibilité permettrait de réduire de près d'1 TWh la production d'électricité à partir de gaz, soit 4 % de la production à partir de gaz.
- **Une meilleure intégration des centres de données (data centers) :** Sans flexibilité, chaque gigawatt supplémentaire de centres de données se traduirait presque directement par

une hausse équivalente de la demande de pointe. Il existe cependant un potentiel technique pour opérer de façon plus flexible les data centers. Avec un cadre réglementaire et incitatif adéquat, leur contribution aux pointes de demande pourrait être réduite de 28 %, ce qui limiterait les besoins de capacité ferme et faciliterait leur intégration au réseau³⁸.

La flexibilité peut également être apportée côté production, l'intégration de la flexibilité des consommations permet d'augmenter le prix de marché capturé par les producteurs d'ENR. En déplaçant une partie de la demande vers les heures de forte production des renouvelables, elle améliore le prix de marché effectivement capté par les producteurs d'ENR, malgré une baisse du prix moyen de marché. Cette meilleure valorisation réduit le besoin de complément de rémunération nécessaire pour assurer leur rentabilité : celui-ci diminuerait d'environ 50 M€ par an, soit une baisse de 4 % du soutien public par MWh produit.



Côté production, les batteries apportent une flexibilité qui réduit le coût du système électrique.

En stockant l'électricité renouvelable lorsqu'elle est abondante puis en la restituant lors des heures de tension, elles limitent l'écrêtement, réduisent le recours aux centrales fossiles et amortissent les pics

de prix. Nos résultats de modélisation montrent que le développement de 1 GW de batteries induirait une économie d'environ 90 M€ par an pour le système électrique en 2035. Ce chiffre souligne l'intérêt économique des batteries comme levier de flexibilité pour accompagner l'intégration des énergies renouvelables.

De plus, le déploiement ciblé de batteries dans les zones exposées à des congestions réseau pourrait limiter les besoins de renforcement des infrastructures : selon RTE, l'installation de 6 GW de batteries dans les zones les plus favorables permettrait de réduire les investissements réseau d'environ 500 M€⁴⁷.

Figure 13. Quantification des bénéfices de la flexibilité en 2035



+29 €

d'économie par an pour un ménage moyen



-10 %

d'écrêtement de production renouvelable



-20 %

d'heures de prix élevés, soit 12 heures en moins au-dessus de 130 €/MWh



-1 TWh

de production électrique à partir de gaz, soit une baisse d'environ 4 % du recours au gaz



-28 %

de contribution des data centers aux pointes de demande



89 M€/an

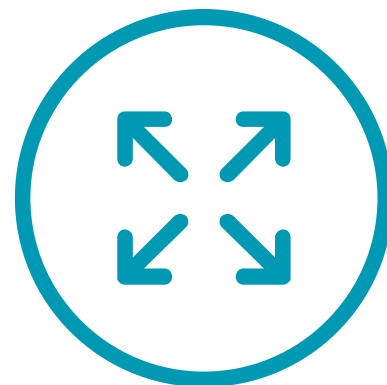
de surcoût évité pour le système électrique grâce à 1GW de batteries

Source : Deloitte basé sur le modèle DARE⁷

Plusieurs leviers peuvent être activés pour libérer ce potentiel de flexibilité

Sur le plan économique, les signaux-prix actuels restent peu incitatifs et la persistance de modèles à prix fixes freine le changement des usages⁴³. **L'enjeu est de généraliser les tarifs à périodes** (heures creuses, offres solaires, offres spéciales pour la recharge des véhicules électriques), **tout en gardant une tarification stable et compréhensible pour les consommateurs**⁴³. En parallèle, des soutiens publics ciblés sont nécessaires pour absorber les coûts de pilotage (équipements connectés, systèmes de contrôle)⁴⁸.

Sur le plan technologique, la difficulté n'est pas tant l'absence de solutions (bornes de recharge communicantes, compteurs intelligents, système de pilotage des bâtiments) que leur manque d'appropriation, de déploiement et d'interopérabilité⁴³. Beaucoup d'équipements déployés aujourd'hui ne sont pas encore prêts au pilotage ou ne parlent pas le même langage, ce qui complexifie les projets et limite l'interopérabilité⁴³. La priorité est donc d'intégrer des fonctions de pilotage dans tous les nouveaux équipements, de simplifier les architectures et d'harmoniser les standards.





Fiche 5 :

La compétitivité pour les entreprises



Une compétitivité industrielle renforcée

Messages clés de la fiche



La hausse des prix de l'énergie importée a un impact négatif sur l'activité économique dans son ensemble,

en alimentant l'inflation et en pesant à la fois sur la consommation et sur l'investissement. A l'échelle de la zone euro, une hausse de 10 % du prix réel du pétrole impliquerait une diminution de la croissance du produit intérieur brut de l'ordre de 0,2 à 0,3 point de pourcentage au cours des trois années suivant le choc.



Le gaz fossile importé constitue un handicap pour la compétitivité française vis-à-vis des États-Unis et de la Chine

: les prix du gaz pour les industriels européens étaient environ cinq fois supérieurs à ceux observés aux États-Unis et 30 % plus élevés qu'en Chine entre 2022 et 2025. Les coûts de transport du gaz liquéfié induisent un écart de compétitivité structurel avec les États-Unis.



L'exposition des TPE et PME aux coûts de l'énergie est généralement limitée, mais certaines activités, comme le transport routier, les boulangeries ou les blanchisseries, demeurent particulièrement vulnérables. Si elles investissent dans l'électrification, les PME de ces secteurs pourraient bénéficier significativement du déploiement renforcé des énergies renouvelables.



Les prix de l'énergie sont un facteur essentiel de compétitivité pour de nombreux secteurs exposés à la concurrence internationale, à l'image de la production de métaux de base ou de la chimie.



Le déploiement renforcé des énergies renouvelables, combiné à une électrification accrue des usages, pourrait ainsi contribuer à améliorer la compétitivité de certains secteurs. Les baisses de coûts pourraient atteindre environ 4 % pour la production d'aluminium primaire et la chimie, dans l'hypothèse d'une électrification poussée.

Objectif de cette fiche

La succession récente de crises géopolitiques et les hausses du coût de l'énergie qu'elles ont engendrées ont mis en lumière les enjeux stratégiques de l'approvisionnement en énergie pour les économies française et européenne. Ces chocs ont pesé sur l'activité

économique dans son ensemble, grevant la compétitivité des entreprises et augmentant leurs coûts de production, qui se transmettent ensuite aux ménages. Dans un contexte d'électrification, la maîtrise de la facture électrique est donc un enjeu important de compétitivité. Cette fiche examine la dépendance de

l'économie française à l'approvisionnement énergétique et à l'évolution des prix de l'énergie. Dans un contexte marqué par la désindustrialisation et l'intensification de la concurrence internationale, elle analyse le rôle des prix de l'énergie dans la compétitivité de l'industrie française.

Les prix de l'énergie ont un impact sur l'ensemble de l'activité économique

L'énergie est un intrant essentiel pour les entreprises françaises et les ménages, pour laquelle la France est largement dépendante d'importations. L'énergie est indispensable au fonctionnement de l'ensemble des systèmes industriels, de transport et des bâtiments. Les consommations énergétiques des entreprises représentent environ 2,6 % de leur chiffre d'affaires total, ce chiffre pouvant dépasser les 10 % pour certains secteurs comme l'industrie des métaux de base (fer, acier, etc.), la chimie ou encore le transport aérien⁴⁹. Pour les ménages, la consommation d'énergie, principalement utilisée pour les transports et le chauffage, s'élève à 9,4 % du budget total⁵⁰. Une part importante de l'énergie consommée en France est importée : le pays achète sur les marchés internationaux près de 99 % du pétrole qu'il consomme⁵¹.

Les hausses des prix de l'énergie importée se traduisent soit par une réduction des marges des entreprises, si elles supportent ce coût, soit par une inflation accrue supportée par les ménages, lorsque ces coûts sont répercutés dans les prix. L'augmentation du coût de l'énergie importée est souvent comparée à un « prélèvement sur la nation »⁵² : les acteurs économiques français sont ponctionnés, sans bénéficier de revenus supplémentaires en contrepartie. Confrontées à la hausse de leurs coûts énergétiques, les entreprises doivent arbitrer entre accepter une dégradation de leurs marges ou répercuter cette hausse dans leurs prix de vente, faisant ainsi supporter le surcoût à leurs clients et réduisant leurs volumes de vente. En réaction aux hausses de prix de l'énergie de 2022, 45 % des entreprises industrielles françaises indiquaient avoir comprimé leurs marges et 52 % déclaraient avoir augmenté leur prix de vente⁵³.

Les ménages subissent dès lors la hausse du prix de l'énergie via deux canaux : à la fois directement, via leurs dépenses de chauffage et de transport, et indirectement, à travers les hausses de prix

sur les biens et services engendrées par l'augmentation des coûts de production. C'est ainsi qu'entre le deuxième trimestre 2021 et le deuxième trimestre 2022, la hausse des prix du gaz, de l'électricité et des produits pétroliers a directement contribué à 60 % de l'inflation observée (avec 3,1 points d'inflation sur un total de 5,3 %⁵⁴), malgré le bouclier tarifaire mis en place par le gouvernement⁵⁵.

Les hausses de prix sur les énergies importées pèsent sur l'activité économique dans son ensemble.

Qu'elle se matérialise par une contraction des marges ou par une accélération de l'inflation, la hausse du coût de l'énergie tend à freiner l'investissement des entreprises et à réduire la consommation des ménages, se traduisant par une moindre activité économique. A titre illustratif, la Banque Centrale Européenne évalue qu'une hausse de 10 % du prix réel du pétrole impliquerait une diminution de la croissance du produit intérieur brut (PIB) de la zone euro de l'ordre de 0,2 à 0,3 point de pourcentage au cours des trois années suivant le choc, sous l'effet combiné du recul de la consommation et de l'investissement⁵⁶.

Au-delà de leur niveau, l'imprévisibilité des prix de l'énergie pèse également sur le PIB. De fortes fluctuations rendent difficile la planification des coûts pour les entreprises et les conduisent à reporter, voire à annuler, leurs décisions d'investissement⁵⁷. Une étude récente portant sur un large panel de pays, dont la France, montre ainsi qu'une augmentation de l'incertitude sur les prix du pétrole exerce un impact négatif sur la croissance⁵⁸. Ce mécanisme est d'autant plus actuel que la volatilité des prix de l'énergie en Europe a atteint des niveaux inédits depuis 2000 : la volatilité annuelle moyenne du prix du gaz naturel a augmenté de 50 % par rapport à la décennie précédente, et a même été multipliée par 5 au début du conflit en Ukraine⁵⁹.

L'énergie est un enjeu de compétitivité pour les entreprises françaises

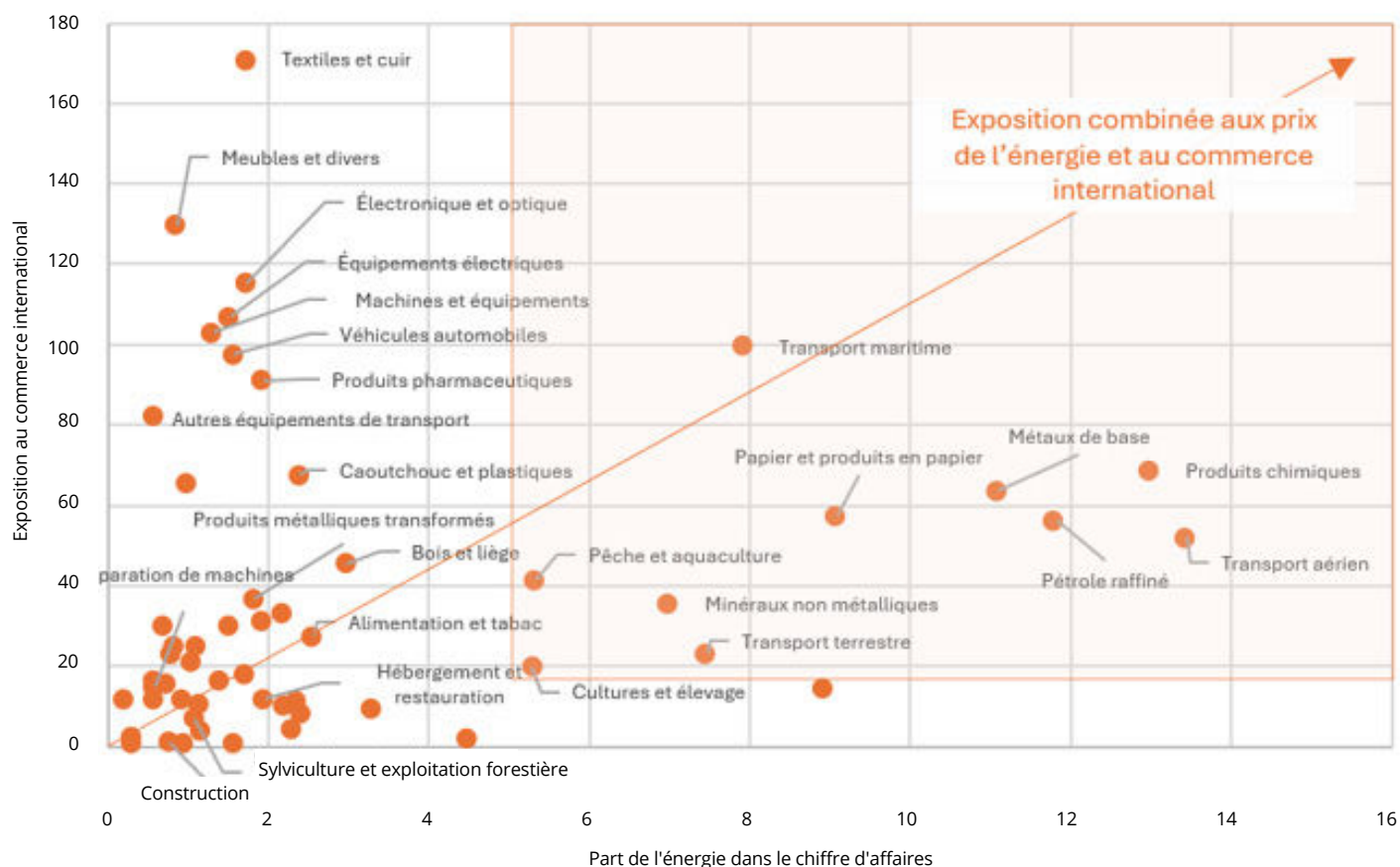
Les coûts de l'énergie constituent un déterminant majeur de la compétitivité des secteurs exposés à la concurrence internationale. La Figure 14 permet d'identifier ces secteurs en croisant, pour les principales industries françaises, la part de l'énergie dans le chiffre d'affaires avec un indicateur d'exposition à la concurrence internationale. Ce dernier reflète l'exposition d'une industrie à la concurrence internationale, que les entreprises françaises soient confrontées à des importations sur leur marché national ou qu'elles soient en concurrence sur les marchés d'exportation.

Les secteurs les plus à risque sont ceux simultanément exposés au commerce international et aux prix de l'énergie.

Outre les secteurs des transports maritime et aérien, cela concerne également de nombreux secteurs industriels, tels que la production de métaux, de papier, la chimie et, dans une moindre mesure, la production de minéraux non métalliques (ciment, verre, etc.). Pour ces entreprises, une hausse des prix de l'énergie se traduit par une hausse importante des coûts, qu'il est difficile de répercuter aux consommateurs, au risque de perdre des parts de marché, lorsque les concurrents ne subissent pas la hausse dans les mêmes proportions.



Figure 14. Exposition au prix de l'énergie et au commerce international pour les principaux secteurs français en 2022



Sources : données Figaro, calculs Deloitte. La part de l'énergie dans le chiffre d'affaires correspond à la somme des dépenses liées aux secteurs « Alimentation en électricité, gaz, vapeur et climatisation » et « Fabrication de coke et de produits pétroliers raffinés ». L'exposition au commerce international est calculée comme le maximum entre importations et exportations, rapporté au chiffre d'affaires du secteur. Les secteurs miniers et de production d'électricité et de gaz ne sont pas représentés sur la figure, leur exposition respective aux imports et à l'énergie étant structurellement plus élevée que les autres secteurs.

La baisse des coûts de l'électricité combinée à un effort d'électrification pourrait permettre des gains de compétitivité significatifs

Le gaz fossile importé en Europe présente des prix significativement et structurellement plus élevés qu'aux États-Unis, ce qui contribue à dégrader la compétitivité relative des entreprises françaises. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, les prix du gaz pour les industriels européens étaient environ cinq fois supérieurs à ceux observés aux États-Unis et 30 % plus élevés qu'en Chine entre 2022 et 2025⁶⁰. Si cet écart s'explique en partie par des différences de taxes, il reflète également les différences

dans les taux d'importation et les chaînes d'approvisionnement (gaz liquéfié vs. gaz transporté par pipeline). L'Europe importe une large partie de son gaz des États-Unis, avec un coût de transport qui inclut les étapes de liquéfaction, de transport et de regazéification. Le coût total de ces étapes est de l'ordre de 3,5 à 4,5 \$/MMBtu, ce qui représente environ un doublement du prix par rapport au prix local aux États-Unis⁶¹. Par rapport à la Chine, le prix de marché du gaz naturel liquéfié (GNL) européen est en compétition directe avec des trajectoires et niveaux de prix similaires, mais la Chine peut bénéficier du gaz russe transporté par pipeline, ainsi que d'une fiscalité plus favorable.

L'électricité occupe aujourd'hui une place relativement limitée dans la consommation énergétique de nombreux secteurs industriels, mais demeure un enjeu important dans certains secteurs clés. À titre d'exemple, les dépenses d'électricité représentent moins de 2 % des coûts totaux dans des secteurs comme l'acier, la chimie ou le papier en Europe⁶². En revanche, la dépendance aux combustibles fossiles reste très importante, notamment dans l'industrie chimique à basse température, où la vapeur produite à partir de gaz naturel peut représenter entre 30 % et 80 % des coûts de production. Pour ces industries, ce sont donc les prix

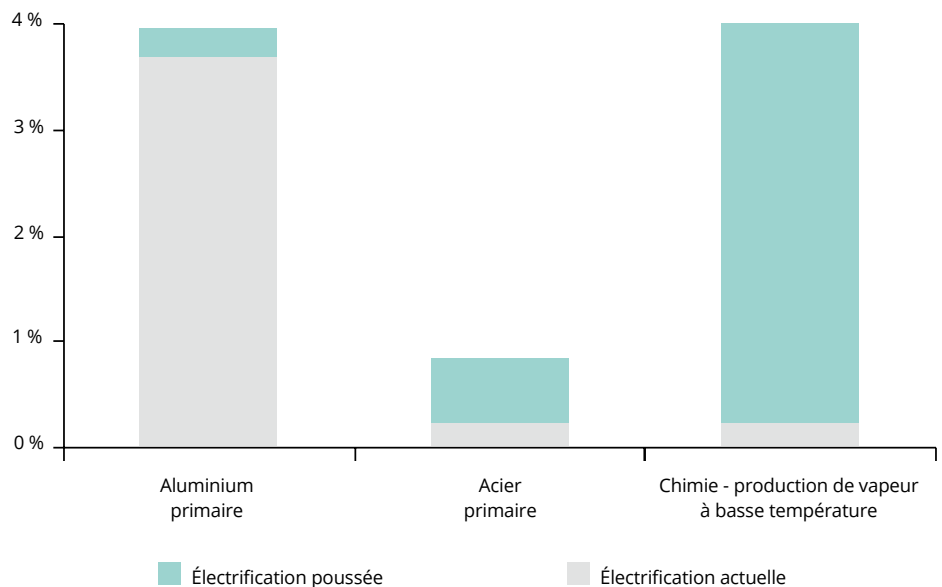
des combustibles plutôt que le prix de l'électricité, qui expliquent l'essentiel des écarts de compétitivité avec les États-Unis et la Chine. En outre, quelques secteurs français sont largement électrifiés ; c'est par exemple le cas de l'aluminium primaire, pour lequel l'électricité représente environ 37 %⁶³ des coûts de production.

L'électrification des usages permettrait des gains de compétitivité dans plusieurs secteurs industriels, tels que l'aluminium et la chimie.

Dans le secteur de l'aluminium en France, la forte électrification des procédés de production et les prix contenus de l'électricité se traduisent déjà par une production parmi les plus compétitives en Europe – pouvant rivaliser avec la Chine et les États-Unis⁶⁴. Le secteur de la chimie de base illustre un renversement encore plus marqué : aujourd'hui plus de trois fois plus coûteuse en Europe qu'au Texas, la production de vapeur chimique basse température pourrait, sous l'effet de l'électrification, devenir plus compétitive dans certains pays européens qu'aux États-Unis. Au-delà de sa pertinence économique, l'électrification constitue également un pilier de la stratégie française de décarbonation. Le projet de troisième Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC 3), actuellement en cours de finalisation, prévoit notamment de porter la part de l'électricité dans le mix énergétique de l'industrie à au moins 55 % à l'horizon 2050⁶⁵.

Combiné à un effort d'électrification, le déploiement intensif des énergies renouvelables pourrait réduire substantiellement les coûts dans certaines industries. À titre illustratif, la Figure 15 présente l'effet d'une baisse de 8 % des prix de l'électricité associée à un scénario d'« Ambition renforcée » pour les énergies renouvelables. Pour tenir compte de la forte intégration européenne de ces industries et du caractère mondial de la concurrence, l'impact est estimé à l'échelle européenne pour trois industries – l'aluminium primaire, l'acier primaire et la chimie (production de vapeur à basse température) – sur la base des degrés d'électrification actuels et atteignables

Figure 15. Impact de la baisse du prix de l'électricité en 2035 sur la baisse de leurs coûts de production pour une sélection d'industries



Sources : calculs Deloitte à partir de la part de l'électricité dans les coûts totaux estimée au niveau européen (hors mécanismes nationaux de soutien) par Agora & IDDRI (2026), qui distingue le poids de l'électricité dans la structure de coûts actuelle et dans un scénario d'électrification des procédés. Les résultats pour les industries françaises peuvent différer.

en Europe à l'horizon 2035 selon l'étude de l'IDDRI⁶⁶. L'aluminium primaire, dont la production est déjà largement électrifiée, verrait ses coûts diminuer d'environ 4 %. Pour l'acier et la chimie, l'effet d'une baisse des prix de l'électricité ne deviendrait substantiel qu'en cas d'électrification des procédés de production, et pourrait alors approcher 4 % pour la production de vapeur à basse température.

Si elles étaient répercutées dans les prix, ces baisses de coûts pourraient améliorer la compétitivité de certaines industries françaises. La réduction des coûts de l'énergie se traduirait par une diminution quasi équivalente des prix de vente des produits : de l'ordre de 4 % pour l'aluminium et la chimie, et d'environ 1 % pour l'acier⁶⁷. En complément de mesures de soutien et de protection de l'activité industrielle, telles que le mécanisme d'ajustement aux frontières ou le soutien public à l'investissement, le déploiement des énergies renouvelables combiné à un effort d'électrification pourrait

donc contribuer au redressement de la compétitivité française et européenne.

Les petites et moyennes entreprises pourraient également bénéficier d'une électricité moins chère

L'exposition des petites et moyennes entreprises (TPE-PME) aux coûts de l'énergie demeure contenue, en dépit d'une forte hausse de leurs dépenses énergétiques. Selon le Conseil d'analyse économique (CAE)⁶⁸, les dépenses d'énergie des TPE-PME françaises ont augmenté en moyenne d'environ 73 % entre 2020 et 2023, mais ne représentaient encore qu'environ 1,8 % de leur chiffre d'affaires en 2023.

Cette faible exposition moyenne masque toutefois la vulnérabilité de certaines activités, comme le fret routier, les boulangeries, les blanchisseries et les gestionnaires d'équipements sportifs, où le taux d'exposition peut dépasser 24 %. Le secteur des transports, consommateur

important de carburant, apparaît particulièrement exposé. Les coûts de l'énergie atteignaient 6,3 % du chiffre d'affaires moyen en 2021, soit près de quatre fois la moyenne des TPE/PME, et se sont approchés des 7,5 % en 2022, au moment des hausses de prix de l'énergie consécutives à l'invasion de l'Ukraine. Au sein de ce secteur, les entreprises de transport routier, de fret interurbain ou de proximité sont les plus exposées, avec un taux d'exposition pouvant dépasser les 24 %⁶⁹. D'autres activités sont particulièrement concernées : les boulangeries artisanales, les blanchisseries et teintureries, les gestionnaires d'équipements sportifs ou encore les auto-écoles, pour lesquelles les coûts de l'énergie représentent près de 5 % des revenus. Au-delà des seuls volumes consommés, la vulnérabilité à une hausse des prix de l'énergie

tient aussi aux modalités des contrats d'approvisionnement et à l'accès à des dispositifs de protection tarifaire.

La baisse des prix de l'électricité pourrait améliorer la situation financière de certaines TPE et PME, à condition d'investir dans l'électrification. A titre illustratif, les coûts de l'énergie d'une boulangerie s'élèvent en moyenne à 13 300 €, 66 % de la consommation étant dédiée à la cuisson⁷⁰.

Pour un établissement dont l'ensemble des usages seraient électrifiés (cuisson, réfrigération, chauffage, climatisation), la baisse de 8 % des prix de l'électricité associée à un déploiement renforcé des renouvelables se traduirait par des économies de plus de 1 000 € par an, soit près de 3 % de l'EBE d'une entreprise du secteur⁷¹.





Limites et portée de notre intervention



La présente étude (ci-après « le Rapport ») a été préparée par Deloitte Finance, une entité du réseau Deloitte, à la demande de France Renouvelables selon la portée et les limites énoncées ci-après.

Le Rapport a été préparé dans le seul but de faire une évaluation des différents impacts liés à l'essor des énergies renouvelables électriques en France à horizon 2035, dans un contexte d'électrification rapide. Il ne doit pas être utilisé à d'autres fins ou dans un autre contexte et Deloitte Finance décline toute responsabilité en cas d'utilisation non conforme.

Le Rapport est destiné à l'usage exclusif de France Renouvelables. Aucune autre partie que France Renouvelables n'a le droit de se fonder sur le Rapport pour quelque motif que ce soit et Deloitte Finance décline toute responsabilité envers toute autre partie à l'égard du Rapport ou de son contenu.

Les informations contenues dans le Rapport sont le fruit de l'analyse par Deloitte Finance, ou proviennent d'autres sources clairement référencées dans les sections pertinentes du Rapport. Bien que ce Rapport ait été préparé en toute bonne foi et avec le plus grand soin, Deloitte Finance ne garantit pas, de manière expresse ou implicite, l'exactitude ou l'exhaustivité des informations qu'il contient. Les procédures mises en œuvre par Deloitte Finance ne constituent ni un audit ni un examen limité, et ce quel que soit le référentiel applicable. En conséquence, Deloitte Finance n'exprime pas d'opinion ou d'assurance sur les informations analysées. En outre, les résultats de l'analyse contenue dans le Rapport se fondent sur les informations disponibles au moment de la rédaction du Rapport (juin 2026). Deloitte Finance décline toute responsabilité découlant de l'utilisation du Rapport et de son contenu, y compris toute action ou décision prise à la suite d'une telle utilisation.

Références

- 1 Ministère de l'Economie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique, [Plan d'électrification des usages](#), avril 2026.
 - 2 RTE, [Bilan prévisionnel 2025](#), 2025.
 - 3 Les CAPEX sont les coûts d'investissement initiaux liés à l'achat et au déploiement d'une technologie.
 - 4 Hypothèses d'un prix du CO₂ de 160 €/tCO₂ et prix du gaz naturel de 29,1 €/MWh en 2035. Note : pour le système solaire + batterie, le facteur de charge retenu est issu de l'optimisation du modèle DARE, qui détermine l'usage de la batterie et le profil de restitution de l'électricité stockée. Il ne correspond pas à une hypothèse de production en bande imposée ex ante.
 - 5 ENTSOe, [TYNDP Scenario](#), 2024.
 - 6 IRENA, 24/7 renewables: [The economics of firm solar and wind](#), 2026.
 - 7 Deloitte France, [DARE, our energy system model](#), 2026.
 - 8 France Renouvelables, Contribution de France Renouvelables à la consultation publique de RTE sur le cadrage et les hypothèses des scénarios des Futurs énergétiques à long terme (horizon 2050 et au-delà), 2026.
 - 9 Aligné avec le scénario « Décarbonation rapide – Atteinte des objectifs publics » du [bilan prévisionnel 2025 de RTE](#).
 - 10 RTE, Bilan prévisionnel 2025 : « à l'horizon 2030, le coût du système électrique en €/MWh serait plus élevé de +7 % (écart entre les trajectoires décarbonation rapide et décarbonation lente), voire de +10 % en cas de stagnation de la consommation ».
 - 11 SDES, [Chiffres clés - notre environnement](#), 2020.
 - 12 Médiateur national de l'énergie, baromètre énergie 2025.
 - 13 Montants calculés à partir des dépenses totales en énergie des ménages en 2023 : SDES – [Chiffres clés de l'énergie](#)
 - 14 [INSEE- Les dépenses des Français en électricité depuis 1960](#)
 - 15 Ces estimations ont été réalisées en utilisant des facteurs de consommation issus de [données moyennes ADEME](#) :
 - Chauffage d'un appartement à l'électricité : 80 kWh/m²/an
 - Chauffage d'une maison à l'électricité : 110 kWh/m²/an
 - 16 [Simulateur](#) (Citadine, mode de conduite calme, vitesse similaire aux autres véhicules)
 - 17 [SDES – Chiffres clés de l'énergie](#)
 - 18 France Stratégie – [Incidences économiques des actions pour le climat](#), p24
 - 19 [Bilan prévisionnel 2025](#) (confirmant les trajectoires du Bilan prévisionnel 2023 pour 2035) (L'estimation de la demande électrique supplémentaire induite par les véhicules électriques utilise la demande électrique nationale, divisée par le nombre de ménages)
 - 20 Voir Fiche 1 : Accélérer les renouvelables : un levier pour baisser les coûts de production du système électrique français, Deloitte.
 - 21 Cette estimation s'appuie sur la consommation électrique moyenne d'un foyer français et intègre la baisse des prix de l'énergie découlant de l'intégration accrue des énergies renouvelables.
 - 22 Le coût total de possession inclut le coût d'achat de l'équipement, ainsi que le coût variable d'utilisation, et rapporte l'ensemble à un coût moyen annuel. Les grandeurs utilisées pour construire cette figure incluent les coûts d'achats et de maintenance, avec les hypothèses suivantes :
 - 23 Syndicat des énergies renouvelables (SER), Evaluation des retombées locales en termes de fiscalité des ENR, 2026. Inclut les impositions foncières (TFPB, CFE), l'impôt forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER), les taxes d'aménagement ainsi que certaines impositions spécifiques selon les technologies concernées.
 - 24 Deloitte, basé sur les résultats de l'étude du SER.
- | | Coût d'achat (€) | Durée de vie | Coût d'entretien (€/an) |
|-------------------------|------------------|--------------|-------------------------|
| Pompe à chaleur air/air | 4 500 | 20 | 200 |
| Chaudière à gaz | 2 000 | 20 | 120 |
| Voiture diesel | 16 000 | 15 | 900 |
| Voiture électrique | 30 000 | 15 | 200 |
- 25 Les accises applicables à l'électricité sont près de deux fois supérieures à celles applicables au gaz en 2026, avec 31 €/MWh pour l'électricité contre 16 €/MWh pour le gaz, en comptant l'application de la majoration ZNI.
 - 26 Source : Calculs Deloitte fondés sur les résultats du modèle DARE. Le montant estimé vise à combler l'écart entre le prix de marché capté par les producteurs d'énergie renouvelable et leur coût de revient, afin de garantir une incitation suffisante à l'investissement.
 - 27 Source : Calculs Deloitte basés sur les résultats du modèle DARE (voir Fiche 1), les taux de l'IS et de la TVA en vigueur, et le taux de marge net des données ESANE 2023 de l'INSEE. Les recettes territoriales sont basées sur l'étude Évaluation des retombées locales en termes de fiscalité des ENR du SER.
 - 28 Cour des comptes, [Rapport public thématique d'initiative citoyenne Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie](#), Mars 2026.
 - 29 SDES, [Chiffres clés de l'énergie - Édition 2025](#), 2025.
 - 30 Le rôle du Qatar étant bien entendu conditionné à la réouverture du détroit d'Ormuz.
 - 31 Avec un prix du gaz de 32 €/MWh en 2030 et de 29 €/MWh en 2035, les valeurs utilisées dans notre scénario de référence.

- 32 L'analyse repose sur l'hypothèse que les modules photovoltaïques, les onduleurs et les équipements électriques sont importés pour l'électricité photovoltaïque, et que la nacelle, la tour et les équipements électriques sont importés pour les éoliennes. Cette valeur est ensuite convertie en MWh en tenant compte du facteur de charge spécifique à chaque technologie et de la durée de vie de l'équipement.
- 33 Estimations liées à une hypothèse d'un prix du gaz de 29 €/MWh en 2035 et d'un prix du gaz de 35 €/MWh, avec un rendement moyen de 59%. Le prix du gaz de 35 €/MWh correspond à la valeur moyenne de l'année 2025 et un prix de 29 €/MWh est utilisé comme le prix de référence pour ce calcul.
- 34 Tapoglou, E., McGovern, L., Georgakaki, A., Mountraki, A., Letout, S., Ince, E., Gea Bermúdez, J., Schmitz, A., & Grabowska, M. (2025). The manufacturing landscape of wind turbine components. Science for Policy Brief, JRC144260, European Commission, Joint Research Centre, Luxembourg.
- 35 Agence Internationale de l'Energie, [World Energy Outlook & Utility-scale PV investment cost structure by component and by commodity breakdown](#)
- 36 RTE, [Bilan Prévisionnel 2023-2035 – Equilibre offre-demande et flexibilités](#), 2024.
- 37 RTE, [Bilan Prévisionnel 2023-2035 – Equilibre offre-demande et flexibilités](#), 2024 & RTE, [Bilan Prévisionnel 2025-2035 – La consommation](#), 2025.
- 38 Deloitte, [Data Centres: Turning Grid Constraints into a Lever for Europe's Energy Transition](#), 2026.
- 39 RTE, [Bilan Prévisionnel 2023-2035 – La production](#), 2024 & RTE, [Bilan Prévisionnel 2025-2035 – La production](#), 2025.
- 40 EDF, [Etude sur la modulation](#), 2026.
- 41 RTE, [Bilan Prévisionnel 2025-2035 – Principaux résultats](#), 2025
- 42 RTE, [BE 2025 - Principaux résultats](#), 2026.
- 43 IEA, [Batteries and Secure Energy Transitions](#), 2024.
- 44 RTE, [Bilan Prévisionnel 2023-2035 – L'Europe](#), 2024.
- 45 En ligne avec le scénario de décarbonation rapide et de configuration flexibilité médiane de RTE, [Bilan prévisionnel - La consommation d'électricité](#), 2025. La flexibilité est activée à un coût de 10 €/MWh, ce qui signifie que l'écart entre les prix de l'électricité doit être d'au moins 10 €/MWh pour qu'un déplacement de consommation ait lieu.
- 46 Scénario "Ambition renforcée" de la Fiche 1 : Accélérer les renouvelables : un levier pour baisser les coûts de production du système électrique français, Deloitte.
- 47 RTE, [Schéma décennal de développement du réseau - Synthèse](#), 2025.
- 48 Think Smartgrids, [Etat des lieux et défis pour le passage à l'échelle des flexibilités de la consommation électrique](#), 2024.
- 49 Données relatives à l'année 2022. Source : Calculs Deloitte, réalisés à partir des [données FIGARO d'Eurostat](#) (Full International and Global Accounts for Research in Input-Output Analysis).
- 50 Valeur pour l'année 2023. Source : SDES, [Chiffres clés de l'énergie](#), 2025
- 51 Ministère de la transition écologique, [Ressources en hydrocarbures de la France](#), 2026
- 52 Plane, M., [Inflation : qui paye la facture ?](#), Blog de l'OFCE, décembre 2023.
- 53 Établissements de 20 salariés ou plus de l'industrie, hors énergie et artisanat commercial. Source : Insee, [Les entreprises en France](#) – Édition 2023, 2023.
- 54 Bourgeois, A. et Lafrogne-Joussier, R., « [La flambée des prix de l'énergie : un effet sur l'inflation réduit de moitié par le « bouclier tarifaire](#) », Insee Analyses n°75, septembre 2022.
- 55 L'INSEE estime qu'en l'absence de bouclier, l'inflation sur la même période aurait été 3,1 points plus élevée.
- 56 Lane, P.R., [Analytical perspective on energy supply shocks](#) (Centre for European Reform, Speech), 13 mai 2026.
- 57 Dixit, A. et Pindyck, R.S., [Investment under Uncertainty](#), Princeton University Press, 1994. Yoon, K.H. et Ratti, R.A., « [Energy price uncertainty, energy intensity and firm investment](#) », Energy Economics, vol. 33, n°1, 2011.
- 58 Pour la France, les auteurs estiment qu'une augmentation soudaine de la volatilité du prix du pétrole d'un écart-type se traduit par une réduction du PIB réel d'environ 0,1 point de pourcentage au pic, atteint au 4ème trimestre suivant le choc. Source : Salisu, A.A., Gupta, R. et Olaniran, A., « [The effect of oil uncertainty shock on real GDP of 33 countries: a global VAR approach](#) », Applied Economics Letters, vol. 30, n°3, 2023.
- 59 La volatilité est mesurée comme la moyenne annuelle des écarts-types des variations logarithmiques mensuelles. Source : Calculs Deloitte, réalisés à partir des données [Commodity Markets Pink Sheet](#) de la Banque Mondiale, 2026.
- 60 International Energy Agency (IEA), « [European gas market volatility puts continued pressure on competitiveness and cost of living](#) », IEA Commentaries, 2025.
- 61 The Oxford Institute for Energy Studies, « [The LNG shipping forecast](#) », 2018. & Hvalbye, O.R., « [Winter risk ahead, yet comfortable LNG balance to loosen 2026E-27E prices](#) », SEB, septembre 2025.
- 62 Agora & IDDRI, « [Powering Europe's industry, competitiveness, electrification and the role of electricity prices](#) », 2026.
- 63 Parts calculées au prix de détail standard, hors mécanismes nationaux de soutien (ICCC, rabais réseau, contrats long terme).
- 64 À l'horizon 2035, un renforcement de cette électrification pourrait accentuer cet avantage, avec des coûts estimés 30 % plus faibles qu'en Chine et 15 % plus faibles qu'aux États-Unis, selon l'étude Agora & IDDRI (2026).
- 65 Ministère de la Transition écologique, de la Biodiversité et des Négociations internationales sur le climat et la nature, [Projet de Stratégie nationale bas-carbone n°3](#) – partie 1, juin 2026.
- 66 Les taux d'électrification actuels retenus sont 45 % pour l'aluminium et 2% pour l'acier et la chimie. A l'horizon 2035, les taux atteignables sont de 48 % pour l'aluminium, 8 % pour l'acier et 47 % pour la chimie. Source : Agora & IDDRI, « [Powering Europe's industry, competitiveness, electrification and the role of electricity prices](#) », 2026.
- 67 Les baisses de prix sont estimées en ajustant la baisse de coûts (en pourcentage) par le ratio coûts/chiffre d'affaires. Source : Calculs Deloitte, à partir des données [ESANE](#) de l'INSEE en moyenne sur la période 2019-2023.
- 68 Blanc, B., Colombet, M., Landais, C., Paris, H. et Salem, A., « [Les TPE-PME françaises face au choc énergétique : les enseignements des données bancaires](#) », Focus CAE n°104, février 2024.
- 69 10 % des PME et TPE du secteur des transports ont une exposition supérieure à 24 %.
- 70 ADEME, Baisse les watts, [Boulangeries & Pâtisseries](#), octobre 2025.
- 71 Cette estimation repose sur l'hypothèse que l'électricité représente 100 % de l'énergie consommée. L'EBE par entreprise est estimé à l'aide des données ESANE, pour les secteurs Cuisson de produits de boulangerie, Boulangerie et boulangerie-pâtisserie et Pâtisserie. L'EBE retenu correspond à la moyenne pour les années 2021 à 2023.

Contacts



Johannes Trüby

*Partner, Economic Advisory –
Energy and Climate Economics*

Deloitte France

jtruby@deloitte.fr



Quentin Perrier

*Senior Manager, Economic Advisory –
Energy and Climate Economics*

Deloitte France

qperrier@deloitte.fr



A propos de Deloitte

Deloitte fait référence à un ou plusieurs cabinets membres de Deloitte Touche Tohmatsu Limited (DTTL), à son réseau mondial de cabinets membres et à leurs entités liées (collectivement dénommés « l'organisation Deloitte »). DTTL (également désigné « Deloitte Global ») et chacun de ses cabinets membres et entités liées sont constitués en entités indépendantes et juridiquement distinctes, qui ne peuvent pas s'engager ou se lier les uns aux autres à l'égard des tiers. DTTL et chacun de ses cabinets membres et entités liées sont uniquement responsables de leurs propres actes et manquements, et aucunement de ceux des autres. DTTL ne fournit aucun service aux clients. Pour en savoir plus, consulter www.deloitte.com/about. En France, Deloitte SAS est le cabinet membre de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, et les services professionnels sont rendus par ses filiales et ses affiliés.

Deloitte fournit des services professionnels de pointe à près de 90 % des entreprises du Fortune Global 500® ainsi qu'à des milliers de sociétés privées. Les résultats mesurables et pérennes de nos professionnels contribuent à renforcer la confiance du public dans les marchés de capitaux et permettent aux clients de se transformer et de prospérer. Fort de plus de 180 ans d'histoire, Deloitte est présent dans plus de 150 pays et territoires. Pour en savoir plus sur la manière dont nos plus de 470 000 professionnels dans le monde collaborent chaque jour pour *make an impact that matters*, consultez www.deloitte.com.

Deloitte France regroupe un ensemble de compétences diversifiées pour répondre aux enjeux de ses clients, de toutes tailles et de tous secteurs. Fort des expertises de ses 8 800 associés et collaborateurs et d'une offre multidisciplinaire, Deloitte France est un acteur de référence. Soucieux d'avoir un impact positif sur notre société, Deloitte a mis en place un plan d'actions ambitieux en matière de développement durable et d'engagement citoyen.

