Cour des comptes

ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

LES SOUTIENS DE L'ÉTAT À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE

ACCOMPAGNER EFFICACEMENT LES ÉVOLUTIONS DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

LES ENJEUX STRUCTURELS POUR LA FRANCE

NOVEMBRE 2026

SOMMAIRE

5 AVERTISSEMENT

7 SYNTHÈSE

11 INTRODUCTION

13 1 - DES SOUTIENS PUBLICS POUR COUVRIR LES COÛTS DE LA TRANSITION VERS DES PRODUCTIONS D'ÉNERGIE DÉCARBONÉES

13 A - Une programmation des moyens de production d'énergie guidée par les enjeux de la transition écologique et de souveraineté

15 B - Des nouveaux moyens de production dont la compétitivité n'est pas assurée

18 C - Des soutiens de l'État à la production d'énergie essentiellement liés à la transition écologique

21 2 - UNE TRAJECTOIRE FINANCIÈRE DE SOUTIEN À CLARIFIER RAPIDEMENT

22 A - Un soutien financier de l'État dont la place doit être clarifiée parmi les différents outils de l'intervention publique en faveur de la production d'énergie

29 B - Une trajectoire financière pluriannuelle à préciser et à maîtriser

37 RÉFÉRENCES AUX TRAVAUX DE LA COUR DES COMPTES

38 GLOSSAIRE

AVERTISSEMENT

La présente note de synthèse sectorielle fait partie d'une série de travaux réalisés par la Cour des comptes conformément à sa mission constitutionnelle d'information des citoyens et aux dispositions du 5° de l'article R. 143-11 du code des juridictions financières.

La vocation de ces notes est de présenter de façon didactique et concise les principales observations faites par la juridiction financière à l'occasion de travaux antérieurs et de les mettre en perspective à l'échelle d'un domaine de l'action publique. Cette contribution à une appréciation objective et éclairée des enjeux de politique publique dans plusieurs secteurs concernés par l'amélioration de l'action publique n'a naturellement pas vocation à l'exhaustivité. La Cour a cependant veillé à ce qu'elle couvre des domaines variés et structurants tout en s'appuyant sur des travaux approfondis et récents.

Comme elle l'a fait par le passé, la Cour vise avec la publication de ces notes à nourrir le débat public qui précédera l'échéance présidentielle tout en veillant à laisser ouvertes les différentes voies de réformes envisageables. Ces notes, rendues publiques dans le courant de l'automne 2026, traitent de segments de l'action publique essentiels notamment pour l'équilibre et la soutenabilité de nos finances publiques, la compétitivité de notre économie, la cohésion nationale et l'équité sociale ou encore pour la préservation de notre avenir collectif (enseignement, recherche, familles, transition écologique, défense).

La présente note a été délibérée le 17 juillet 2026 par la deuxième chambre, présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre, et composée de MM. Antoine Guéroult, Barbaret, de la Guéronnière, Brice, Gout et Mme Domenach, respectivement conseillers maitres et conseillère maître en service extraordinaire, en tant que rapporteurs, M. Richard, conseiller maître, Mme Commeau, conseillère référendaire en service extraordinaire, et, en tant que contre-rapporteur, M. Allain, président de section.

Elle a été examinée et approuvée, le 22 septembre 2026, par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de Mme de Montchalin, Première présidente, M. Hayez, Rapporteur général, Mmes Mercereau, Thibault, MM. Lejeune, Cazé, Glimet présidentes et présidents de chambre, Mme de Mazières, présidente de la troisième chambre par intérim, MM. Albertini, Vught, Roux, Mmes Daussin-Charpantier, Renet, présidentes et présidents de chambre régionale des comptes et Mme Hamayon, Procureure générale, entendue en ses avis.

Les publications de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

SYNTHÈSE

Près de 60 % de la consommation finale d'énergie en France est encore aujourd'hui issue de sources fossiles importées, pour un coût annuel de plus de 50 Md€ en 2025, fortement exposé à la volatilité des prix mondiaux du pétrole et du gaz. La transition écologique et l'objectif de neutralité carbone poursuivis par la France, dans le cadre de ses engagements internationaux, supposent de substituer à ces sources fossiles des énergies d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne, etc.) ou décarbonées (nucléaire) et produites autant que possible sur le territoire national, afin de renforcer la souveraineté énergétique du pays.

C'est dans ce contexte que l'État consacre actuellement plus de 13 Md€ par an au soutien financier de la production d'énergie en France, sous forme de dépenses budgétaires et fiscales, dont plus de 10 Md€ pour la production d'électricité, 1 Md€ pour la production de biogaz, 1,4 Md€ pour la production de chaleur et 550 M€ pour la production de biocarburants. La grande majorité de ce soutien concerne en effet des énergies renouvelables ou décarbonées, qui participent à l'atteinte des objectifs d'évolution du mix de production énergétique[1] fixés dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) successives, dont la dernière a été publiée en février 2026 et couvre la période 2026-2035.

Ce soutien de l'État peut venir en complément d'éventuels autres soutiens publics, de moindre ampleur, provenant des collectivités territoriales ou de fonds européens. Il vise à déclencher ou amplifier des investissements privés dans des moyens de production dont la rentabilité, comparée aux alternatives carbonées ou aux prix de l'énergie sur les marchés, n'est pas assurée, y compris sur des horizons de temps long, et est soumise à d'importants aléas. L'appréciation de la nécessité d'une intervention publique et de son efficacité est donc délicate. Ses modalités sont de plus variées, entre réglementation, incitations fiscales, garanties, avances remboursables, intervention en fonds propre ou subventions. Elles n'emportent pas les mêmes conséquences sur les finances publiques, sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité des entreprises.

Or, aujourd'hui, selon les filières de production soutenues, à peu près toutes les formes d'intervention publique co-existent et parfois se cumulent, sans que les raisons de ces choix n'apparaissent clairement et ne permettent d'assurer la plus grande efficacité possible de l'action publique. De plus, certains de ces soutiens transfèrent du consommateur vers le contribuable la couverture des coûts de production du mix énergétique, et singulièrement électrique, remettant en cause l'existence d'une ligne claire des pouvoirs publics quant à l'intérêt de maintenir un lien entre les prix payés par les consommateurs et les coûts de production

1. Cf. glossaire.

SYNTHÈSE

nationaux. En outre, comme le montrent de nombreux exemples, là où les dépenses de l'État sont mobilisées, seules ou en complément d'autres dispositifs, l'efficience du soutien, qui suppose notamment la limitation des effets d'aubaine et l'absence de rémunérations privées excessives, n'est pas toujours garantie.

Enfin, l'atteinte des objectifs chiffrés de la transition énergétique est susceptible, à modalités de soutien actuelles inchangées, d'engendrer une augmentation importante des dépenses de l'État à moyen et long terme, comme en témoignent notamment les engagements hors bilan de l'État associés aux charges de service public de l'énergie. Or, aucune trajectoire financière de ces soutiens n'est aujourd'hui produite sur une période suffisamment longue pour en apprécier les conséquences sur les finances publiques. Pourtant, celle-ci permettrait d'apprécier la soutenabilité de ces dépenses pour les finances publiques et de préciser les conditions de leur maîtrise.

En conséquence, la Cour identifie cinq leviers d'action permettant de mieux maîtriser et anticiper la trajectoire du soutien de l'État à la production d'énergie :

1. disposer de critères précis permettant d'apprécier la nécessité d'une intervention publique en matière de production d'énergie et l'opportunité qu'elle prenne la forme d'un soutien financier ;

2. établir une doctrine précisant les critères de choix entre les différentes modalités de soutien financier de l'État, les possibilités de cumul avec d'autres modes d'intervention publique et la part du coût de ces soutiens à répercuter sur les consommateurs d'énergie ;

3. assurer l'efficience du soutien de l'État et l'absence de rentabilités excessives pour les bénéficiaires, grâce à une meilleure connaissance de l'économie des filières, une véritable mise en concurrence et un contrôle *a posteriori* ;

4. consolider une trajectoire de moyen-long terme relative aux projections de dépenses de soutien public à la production d'énergie ;

5. piloter au plus près la trajectoire de développement des moyens de production soutenus pour éviter les situations prononcées de surcapacités qui renchériraient le coût de la transition et du soutien public.

Chiffres clés :

- **1 600 TWh** : la consommation finale d'énergie en France en 2025, dont 682 TWh de produits pétroliers, 264 TWh de gaz naturel, 404 TWh d'électricité et 207 TWh de chaleur renouvelable.
- **59 %** : la part de cette consommation issue d'énergies fossiles, **23 %** : celle issue d'énergies renouvelables, **18 %** celle issue de la fission nucléaire.
- **522 TWh** : la production d'électricité d'origine décarbonée en 2025[2], dont 373 TWh d'origine nucléaire et 149 TWh d'origine renouvelable.
- **233 TWh** : la production d'énergie d'origine renouvelable, hors électricité, en France en 2025, dont 190 TWh de chaleur renouvelable, 24 TWh de biogaz et 19 TWh de biocarburant.
- **51 Md€** : le coût des importations nettes d'énergies fossiles en 2025, dont 35 Md€ de produits pétroliers et 15 Md€ de gaz naturel.
- **13,2 Md€** : le montant annuel du soutien de l'État pour la production d'énergie en 2025 (production d'électricité, de biogaz, de chaleur décarbonée, de biocarburant).
- **59 €/MWh** : la moyenne des prix de gros[3] de l'électricité sur les 10 dernières années (hors 2022).
- **26 €/MWh** : la moyenne des prix de gros du gaz sur les 10 dernières années (hors 2022).

Source : publications SDES, CRE et RTE et calculs Cour des comptes

2. La production n'est pas directement comparable à la consommation finale. Il convient notamment de tenir compte des exportations nettes (92 TWh en 2025) ainsi que des usages internes à la branche énergie et des pertes sur les réseaux, pour plus de 50 TWh.

3. Seul le prix de gros est comparable aux coûts de production, les prix de détail comprennent aussi, pour une forte proportion, les tarifs d'acheminement et les taxes assises sur la consommation.

MIEUX ANTICIPER ET MAÎTRISER LE SOUTIEN DE L'ÉTAT À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE



Objectiver la nécessité d'une intervention publique notamment sous forme de soutien financier	**Établir une doctrine d'emploi des soutiens financiers de l' État** (modalités et cumul des aides)	**Assurer l'efficience du soutien de l'État**	**Consolider une trajectoire de moyen-long terme** projetant les besoins de soutien public	**Piloter au plus près la trajectoire de développement** des moyens soutenus

Source : Cour des comptes

INTRODUCTION

Pour réduire la part des énergies fossiles importées dans la consommation finale d'énergie du pays tout en continuant d'assurer un approvisionnement énergétique suffisant aux entreprises et aux ménages, un développement des moyens de production d'énergie nationaux décarbonés est nécessaire. Or, les évolutions en cours et à venir du mix de production énergétique, c'est-à-dire des différents moyens de production nationale d'électricité, de gaz, de chaleur ou de carburants, s'opèrent en grande partie à l'aide de soutiens publics, au premier rang desquels un soutien financier de l'État. Ce soutien de l'État à la production d'énergie concerne aussi bien les producteurs d'électricité ou de gaz d'origine renouvelable, qu'EDF pour son futur programme de nouveau nucléaire, les installations individuelles ou collectives de production de chaleur renouvelable ou encore les producteurs de biocarburants. Il prend différentes formes, des subventions budgétaires à la production ou à l'investissement aux taux réduits d'imposition, en passant par la bonification de prêts, des fonds de garantie[4] ou des interventions en fonds propres. Son coût annuel pour l'État, en dépenses ou en moindres recettes, peut être estimé à plus de 13 Md€ en 2025, en considérant le seul soutien aux moyens de production d'énergie proprement dits (hors soutien à la recherche notamment), soit 3 % des dépenses nettes de l'État et plus de 23 % de la valeur ajoutée du secteur de la production et de la distribution d'énergie en France.

Essentiellement justifié par l'accompagnement de la transition écologique dans le domaine de la production d'énergie, ce soutien – à modalités constantes – est susceptible de croître dans les prochaines années à raison des volumes d'investissements et de production pour lesquels les documents programmatiques publics fixent des objectifs ambitieux. Il doit en effet inciter les acteurs économiques à développer des moyens de production dont la compétitivité par rapport aux alternatives carbonées (gaz naturel, pétrole) n'est pas assurée ou dont les coûts risquent de ne pas être couverts par les prix de marché, trop faibles ou à l'évolution trop incertaine.

Cette note, qui se fonde sur des travaux qu'elle a récemment publiés[5] et sur les travaux et publications du gouvernement, traite uniquement des moyens de production d'énergie, à l'exclusion des moyens de stockage, de modulation de consommation ou des réseaux d'acheminement, qui font l'objet de travaux passés et en cours[6]. Dans ce cadre, la Cour–revient sur l'état des lieux et les justifications des soutiens de l'État à la production d'énergie (partie 1), sur les réflexions relatives aux critères devant guider l'intervention publique en faveur de la transition du mix de production énergétique, sa nécessité, sa proportionnalité et ses modalités pratiques et enfin sur l'importance d'établir et de partager une trajectoire de soutien public à la fois cohérente avec les engagements climatiques de la France et soutenable pour les finances publiques (partie 2).

---

4. Mécanisme financier permettant de sécuriser les prêts bancaires en couvrant une partie des pertes en cas de défaillance de l'emprunteur. Il permet aux banques de prêter plus facilement à des projets risqués et aux porteurs de projets de bénéficier de financements auxquels ils n'auraient pas eu accès sans le fonds.

5. Cf. liste en annexe.

6. Cf. par exemple Cour des comptes, *Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers : le TURPE*, observations définitives, décembre 2024, *Les effacements de consommation d'électricité : un outil pertinent, un soutien public inapproprié*, observations définitives, août 2026.

1 - DES SOUTIENS PUBLICS POUR COUVRIR LES COÛTS DE LA TRANSITION VERS DES PRODUCTIONS D'ÉNERGIE DÉCARBONÉES

La transition écologique et énergétique dans laquelle la France s'est engagée depuis les années 2000 répond aux défis climatiques auxquels se trouvent confrontés l'ensemble des pays du monde. Sa mise en œuvre intervient dans un cadre coordonné au niveau européen depuis 2008 et se traduit dès à présent par d'importants coûts d'investissements, en particulier dans le domaine de la production d'énergie. Le déclenchement de ces investissements, programmés par l'État mais réalisés par les acteurs économiques, est aujourd'hui le plus souvent accompagné par des interventions publiques qui prennent notamment la forme de soutiens financiers de l'État. Ces soutiens visent à sécuriser le développement des capacités de production nationales décarbonées nécessaires à la couverture des besoins d'approvisionnement en énergie, en donnant aux investisseurs une visibilité et des garanties suffisantes quant à la rentabilité de ces projets de développement.

A - Une programmation des moyens de production d'énergie guidée par les enjeux de la transition écologique et de souveraineté

Chaque État membre de l'Union européenne est libre de définir la composition de son mix de production énergétique, par exemple en fonction de ses avantages comparatifs – géographiques notamment – ou d'objectifs de souveraineté et de sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, la déclinaison nationale des engagements européens pris depuis 2008[7] et jusqu'au paquet *Fit for 55* de 2021, en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et en matière de part de renouvelables dans la consommation finale d'énergie oriente fortement les évolutions de cette composition.

Ainsi, à ce jour, la France, dont la part des énergies fossiles dans la consommation finale d'énergie représentait encore 60 % en 2024, doit réduire de 47,5 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à 2005 au périmètre des secteurs des transports, des bâtiments, de l'agriculture et des déchets. Elle doit également atteindre une part d'énergies renouvelables de 42,5 % dans la consommation finale brute d'énergie en 2030, alors que cette part est de 23 % fin 2024. Afin de respecter ces engagements, les pouvoirs publics ont fixé par la loi des objectifs nationaux relatifs à l'évolution des moyens de production d'énergie. L'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoit ainsi que les énergies renouvelables doivent représenter au moins 40 % de la production d'électricité en 2030, et encourage en particulier la production d'énergie hydraulique, les installations agrivoltaïques[8] et les éoliennes en mer. Outre-mer, l'objectif est de parvenir à un mix de production d'électricité composé à 100 % d'énergies renouvelables d'ici 2030. Cet article prévoit aussi que les énergies renouvelables représenteront en France au moins 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz, ce qui signifie, pour ces formes d'énergie, le développement d'une production nationale.

7. À l'occasion du paquet *Énergie-Climat*.

8. Panneaux photovoltaïques installés sur des surfaces agricoles.

La poursuite de ces objectifs généraux fait l'objet depuis 2015[9] d'une planification plus précise à travers des documents programmatiques dont la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Depuis 2019[10], certains objectifs chiffrés doivent être préalablement déterminés par la loi et sont révisables tous les cinq ans. Ils comprennent en particulier *« les objectifs de développement et de stockage des énergies renouvelables pour l'électricité, la chaleur, le carburant et le gaz pour deux périodes successives de cinq ans, […] les objectifs de diversification du mix de production d'électricité, pour deux périodes successives de cinq ans, […]. Les objectifs permettant d'atteindre ou de maintenir l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer »*.

Depuis l'entrée en vigueur de ces dispositions, en 2023, aucune loi déterminant ces objectifs n'a cependant été adoptée. C'est à travers la PPE 3 – un texte réglementaire – publiée en février 2026 et dont une version provisoire avait été soumise à consultation publique en décembre 2024, que le Gouvernement a de fait précisé ces objectifs pour les dix prochaines années.

Pour la métropole continentale[11], la PPE fixe ainsi aux horizons 2030 et 2035 des trajectoires de développement de moyens de production d'énergie, tant pour l'électricité que pour le biogaz, les bio-carburants ou la chaleur et le froid d'origine renouvelable.

Tableau n° 1 : objectifs de la PPE 3 relatifs aux principales productions d'énergie (TWh)

	Existant (1)	2030	2035
Production annuelle du parc nucléaire	320,4	380-420	380-420
Chaleur par biomasse	110,7	138	120-153
Hydroélectricité	54,2	54	54
Éoliennes terrestres	48,7	68	80-91
Pompes à chaleur	41,1	76	106-127
Biocarburants	38	~50	~50
Panneaux photovoltaïques	22,7	59	67-98
Production de biogaz injecté	9	44	47-82
Géothermie	5,4	16	23-28
Chaleur par récupération	4,1	23,6	32-40
Éoliennes en mer	**1,9**	**14**	**59**

Source : PPE 3 publiée en février 2026. Note (1) : données 2022 ou 2023 selon les cas.

9. En vertu des dispositions des articles 173 (SNBC) et 176 (PPE) de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dite LTECV.

10. En vertu de l'article L. 100-1 A du code de l'énergie créé par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

11. Le terme de *métropole continentale* comprend la France sans les départements, régions et communautés d'outre-mer, la Corse et les îles du Ponant. Ces derniers territoires forment les zones non interconnectées (ZNI), au sein desquelles des PPE spécifiques sont co-élaborées par le Gouvernement et les autorités locales pour une période de cinq ans. Pour l'instant, aucun territoire n'a adopté de PPE couvrant les années au-delà de 2028.

Pour plusieurs filières, les objectifs de hausse de production sont particulièrement élevés, par rapport à l'existant : une multiplication par plus de cinq pour le biogaz et pour la géothermie, par huit pour la chaleur de récupération.

Pour l'électricité, l'objectif est de développer de nouveaux moyens de production pour répondre, y compris au-delà de l'horizon strict de la PPE 3, à l'augmentation de la demande que devrait induire l'électrification de certains usages[12] et aux perspectives de fin de vie des réacteurs nucléaires existants. Ces nouveaux moyens incluent le programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, dits EPR2, dont la mise en service n'interviendra pas avant 2038, mais qui devraient faire l'objet d'une décision finale d'investissement dans les prochains mois.

Pour le biogaz, les biocarburants et la chaleur renouvelable, il s'agit de produire des sources d'énergie décarbonées en substitution directe du recours à des hydrocarbures importés (gaz naturel et pétrole), pour des usages dont l'électrification directe n'est pas envisagée. Cette substitution accroît en outre le degré d'indépendance énergétique du pays.

B - Des nouveaux moyens de production dont la compétitivité n'est pas assurée

Les moyens de production d'énergie décarbonés, vers lesquels les PPE orientent le mix énergétique, présentent des coûts complets qui sont en général supérieurs aux solutions carbonées auxquelles ils se substituent (gaz naturel ou pétrole), ou aux prix auxquels ils peuvent valoriser leur production sur les marchés de l'énergie. En revanche, l'insensibilité des coûts des moyens de production décarbonés aux prix des combustibles fossiles représente un atout économique lors des périodes de forte tension sur les prix des hydrocarbures, comme en 2022 ou lors du récent conflit au Moyen-Orient.

1. La concurrence des solutions alternatives carbonées

Le caractère évolutif des coûts et la diversité des solutions techniques de production de gaz ou de chaleur décarbonés ne permettent pas de dresser un tableau figé de la compétitivité de ces solutions par rapport au recours au gaz naturel, mais les tendances suivantes peuvent être relevées.

Le déficit de compétitivité par rapport aux alternatives carbonées est particulièrement criant pour le biogaz, qui se trouve en concurrence directe avec le gaz naturel fossile sur le marché de gros. Dans son évaluation de la politique publique de soutien au biogaz[13], la Cour soulignait en effet le niveau élevé du coût complet de production[14] du biométhane – issu des dernières enquêtes de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) – soit 130 €/MWh, comparé au prix de marché du gaz naturel,

12. Cette électrification concerne notamment le secteur des transports (véhicules électriques), de l'industrie (fours électriques, production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, etc.) ou du tertiaire (les pompes à chaleur utilisent de l'électricité) et permet de décarboner l'énergie utilisée.

13. Cour des comptes, *Le soutien au développement du biogaz*, rapport public thématique, mars 2025.

14. Les coûts complets incluent les coûts variables (coûts de combustibles) et les coûts fixes (entretien, amortissement des investissements initiaux, coût du capital). Le coût 2022 estimé de ces dernières, soit 125 €/MWh, intégrait un prix du gaz payé par les consommateurs de 95 €/MWh TTC pour les ménages. Entre 2022 et 2025, la baisse des prix de la molécule, contrebalancée par les augmentations des tarifs d'acheminement du gaz naturel, du tarif d'accise sur sa consommation et du coût des certificats d'économie d'énergie (CEE), ont notamment conduit à porter à près de 135 €/MWh TTC le prix repère du gaz pour le chauffage des particuliers fin 2025.

hors crise de 2022, soit entre 25 et 40 €/MWh hors taxes. Elle notait en outre l'absence de baisse notable de ce coût depuis 2010.

En ce qui concerne la production de chaleur renouvelable, également en concurrence avec le recours au gaz naturel, mais sur le marché de détail, le déficit de compétitivité tend en revanche à se réduire pour certaines technologies. Selon les données de l'ADEME sur 2022, les différentes solutions renouvelables destinées aux ménages présentaient des coûts complets de production allant de 100 €/MWh (bûches) à 200 €/MWh (granulés), tandis qu'une chaudière à gaz présentait des coûts complets de 165 €/MWh fin 2025[15]. Pour les usages tertiaires ou industriels, les différentes solutions renouvelables présentaient des coûts complets de production allant de 95 €/MWh (géothermie de surface) à 190 €/MWh (granulés), contre des coûts complets de moins de 75 €/MWh pour des chaudières à gaz. Dans le cas d'un passage d'une chaudière à gaz à une solution renouvelable, la comparaison doit en outre se faire par rapport aux seuls coûts de fonctionnement – hors coûts d'amortissement et de capital liés à l'investissement initial – de la chaudière à gaz soit de l'ordre de 75 (tertiaire et industriel) et 150 €/MWh (ménages).

Par ailleurs, le passage à une solution renouvelable peut emporter des surcoûts liés à la nécessité de changer également tous les radiateurs, qui doivent pouvoir fonctionner à basse température, comme la Cour l'avait souligné dans son rapport sur le soutien à la géothermie[16].

La production de chaleur à usage collectif peut de surcroît nécessiter la construction d'un réseau de distribution, dont les coûts s'ajoutent à ceux des seules installations de production. Néanmoins, le coût de fonctionnement des chaudières à gaz devrait augmenter dans les prochaines années du fait de la hausse tendancielle des tarifs de réseaux et des coûts croissants des certificats de production de biogaz (CPB – cf. *infra*), sans compter les effets attendus des hausses de prix du gaz sur les marchés de gros à la suite du conflit au Moyen-Orient, ce qui améliore, toutes choses égales par ailleurs, la compétitivité relative des solutions renouvelables.

2. Le niveau des prix de marché de l'électricité

La compétitivité des moyens de production d'électricité décarbonés se mesure quant à elle moins par rapport aux coûts complets de production de centrales thermiques fossiles que par rapport aux prix sur les marchés de l'électricité. L'enjeu pour ces moyens de production décarbonés consiste à couvrir d'importants coûts fixes, liés essentiellement aux investissements initiaux de construction. Or, cette couverture, réalisée par la vente de la production sur des marchés de gros, est incertaine en raison des niveaux habituels des prix et de leur volatilité croissante.

À cet égard, les prix à terme de l'électricité pour livraison sur toute l'année 2027 sont restés inférieurs à 65 €/MWh du 1er janvier 2025 à fin août 2026, avant leur récente hausse. Pour les années suivantes (2028 à

15. Le coût 2022 estimé de ces dernières, soit 125 €/MWh, intégrait un prix du gaz payé par les consommateurs de 95 €/MWh TTC pour les ménages. Entre 2022 et 2025, la baisse des prix de la molécule, contrebalancée par les augmentations des tarifs d'acheminement du gaz naturel, du tarif d'accise sur sa consommation et du coût des certificats d'économie d'énergie (CEE), ont notamment conduit à porter à près de 135 €/MWh TTC le prix repère du gaz pour le chauffage des particuliers fin 2025.

16. Cour des comptes, *Les soutiens publics au développement de la géothermie*, janvier 2026.

2032), les prix restent situés entre 50 et 60 €/MWh. De surcroît, les moyens de production solaires et éoliens produisent le plus souvent à des moments où les prix sont plus bas, soit respectivement inférieurs de 20 et 5 % à ces cotations moyennes[17]. Sur le mécanisme de capacités, qui vise à couvrir les coûts fixes des moyens de production d'électricité qui se rendent disponibles lors des périodes de tension sur le système électrique, les prix, qui dépendent des anticipations des acteurs sur la sécurité d'approvisionnement, ont aussi fortement baissé depuis deux ans.

Par comparaison à ces niveaux de prix, les installations éoliennes terrestres et solaires, bien qu'ayant enregistré d'importantes baisses de coût ces dernières années[18], affichent aujourd'hui des coûts complets[19] de production s'établissant entre 80 et 100 €/MWh[20], pour les nouvelles installations. Au-delà des coûts intrinsèques des technologies de production, certains facteurs exogènes contribuent en outre à renchérir le coût de la transition vers les moyens de production renouvelables électriques : contraintes d'acceptabilité, contraintes réglementaires (protection au titre de la biodiversité ou de la ressource en eau, contraintes militaires qui limitent les zones possibles d'implantation[21]), et enfin caractère diffus des installations qui accroît les coûts de raccordement au réseau électrique. Certaines de ces contraintes empêchent d'exploiter systématiquement les zones d'installation les plus favorables. Le récent rapport Lévy-Tuot évoque à cet égard un différentiel pouvant aller jusqu'à 10 à 20 €/MWh entre les coûts de projets identiques en France et dans des pays voisins.

Par ailleurs, aux objectifs purement climatiques s'ajoutent désormais des objectifs de résilience et de souveraineté des approvisionnements, portés au niveau européen, conduisant notamment à limiter la part de marché maximum d'un même pays tiers dans l'approvisionnement de composants utilisés pour la construction des nouveaux moyens de production soutenus sur fonds publics, notamment les éoliennes, les panneaux solaires ou les pompes à chaleur. Prévues par le règlement (UE) 2024/1735 dit NZIA[22], ces nouvelles conditions auraient des impacts divers selon les filières : la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) estime que l'augmentation du tarif de soutien devrait être de l'ordre de 1 €/MWh pour la filière photovoltaïque et de 5 à 8 €/MWh pour l'éolien en mer ; pour l'éolien terrestre, des analyses complémentaires sont attendues.

Parmi les moyens de production d'électricité décarbonée, la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel, sous réserve qu'elle

17. Décotes de prix utilisées par la CRE dans son rapport d'évaluation du régime des appels d'offre « PPE 2 », qui résulte du fait que ces moyens intermittents ont tendance à produire au même moment, ce qui entraîne une baisse des prix de l'électricité vendue durant ces périodes.

18. Selon les données de l'ADEME, en 2012, les coûts complets des installations photovoltaïques s'étageaient entre 220 et 400 €/MWh, et l'éolien terrestre à 96 €/MWh.

19. Il s'agit des coûts complets (coûts de fonctionnement, coût d'investissement et coût du capital annualisé) vus depuis le producteur, qui ne supporte pas nécessairement la totalité des coûts de raccordement au réseau.

20. En se fondant sur les derniers tarifs de soutien et les coûts de raccordement publiés par la CRE en mars 2026 dans sa contribution aux travaux de la mission Lévy Tuot.

21. Les éoliennes sont susceptibles de perturber le fonctionnement des radars de détection utilisés par l'armée française.

22. *Net-Zero Industry Act* : règlement relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie « zéro net ».

soit possible dans des conditions de sûreté suffisantes, représente, comme la Cour l'a souligné dans ses observations définitives sur la maintenance ces centrales nucléaires[23], la solution la moins coûteuse, avec un coût complet de prolongation de moins de 51 €$_{2023}$/MWh pour une prolongation à 60 ans, d'après les données fournies par EDF.

En ce qui concerne le programme des nouveaux réacteurs nucléaires EPR2, ainsi qu'annoncé à l'issue du Conseil de politique nucléaire du 17 mars 2025, les trois premières paires de réacteurs devraient bénéficier, en phase de fonctionnement à partir de 2038, d'un contrat pour différence à un prix d'exercice d'au plus 100 €$_{2024}$/MWh, censé contribuer à la couverture des coûts complets de production supportés par EDF et déclenchant des versements de l'État à l'entreprise quand les prix de marché n'atteindront pas ce niveau.

En définitive, parmi les moyens de production dont le développement est prévu par la PPE, seuls les investissements de prolongation du parc nucléaire existant sont à peu près assurés d'être rentabilisés par les marchés de l'énergie, à condition toutefois que les coûts en soient bien maîtrisés et que toutes les autorisations des autorités de sûreté soient obtenues. De plus, la durée de vie du parc actuel ne pourra pas être prolongée indéfiniment.

Enfin, la possibilité d'un développement significatif des contrats de long terme entre producteurs et consommateurs ou *Power purchase agreement* (PPA), permettant l'émergence de nouveaux moyens de production sans recours aux soutiens publics, est compromise tant que les anticipations de prix de marché de l'électricité restent durablement inférieures aux coûts complets de production des installations utilisant des énergies renouvelables et qu'aucune obligation de recours à de tels contrats n'est mise en place[24]. Les PPA pourraient plutôt concerner des installations arrivées à l'échéance de leur période de soutien.

C - Des soutiens de l'État à la production d'énergie essentiellement liés à la transition écologique

Les difficultés et incertitudes entourant la rentabilisation par les seuls marchés de l'énergie du développement des moyens de production promus par la transition écologique et la planification énergétique nationale constituent les justifications essentielles des soutiens financiers à la production d'énergie mis en place par l'État. Parmi les soutiens financiers de l'État à la production d'énergie, entendus comme les dépenses budgétaires et fiscales, et les affectations de recettes fiscales que la Cour a recensés dans la présente note et le tableau ci-après, la grande majorité contribue de fait à la poursuite des objectifs fixés dans les PPE.

Ces soutiens représentent pour l'État en 2025 un coût budgétaire annuel de l'ordre de 13,2 Md€, qui est à distinguer des engagements liés aux contrats de soutien pluriannuels et qui figurent hors bilan dans les comptes de l'État (cf. *infra*).

23. Cour des comptes, *La maintenance du parc électronucléaire d'EDF en France*, observations définitives, janvier 2025.

24. L'Espagne a connu un fort développement des PPA par rapport à la France, en partie parce que les gros consommateurs d'électricité (entreprises consommant plus de 1 GWh par an) sont tenus d'acheter au moins 10 % de leur consommation par des PPA.

Tableau n° 2 : recensement des soutiens annuels de l'État et de ses opérateurs à la production d'énergie en 2025 (en M€)

	Modalité de soutien	Source de financement	Montant
Soutien aux productions d'électricité d'origine renouvelable	Tarif de soutien garanti	Crédits budgétaires / affectation de recettes fiscales (ZNI)	7 676
Soutien aux productions de biogaz	Tarif de soutien garanti	Crédits budgétaires	1 151
Soutien aux productions d'électricité à base de gaz naturel en métropole	Tarif de soutien garanti	Crédits budgétaires	685
Soutien aux productions d'électricité d'origine fossile en ZNI	Couverture des coûts	Affectation de recettes fiscales	1 682
Soutien au financement du nouveau nucléaire français (EPR2)	Bonification de prêt	Crédits budgétaires	s.o.
Soutien à la production de chaleur renouvelable et de récupération (3)	Subvention d'investissement / prêt à taux zéro et taux réduit de TVA	Crédits budgétaires / dépenses fiscales	475(1) (ANAH) 692 (ADEME) / 246(2)
Soutien à la production de biocarburant	Taux réduit d'accise	Dépense fiscale	~ 550
Total			~ 13 200

Source : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE, documents budgétaires, bilans annuels de l'ADEME et de l'ANAH

Notes : (1) *subventions engagées dans l'année, pour 1,7 Md€ de travaux engagés, sur des gestes identifiés par l'ANAH hors rénovations d'ampleur.* (2) *perte de recettes liée au taux réduit de TVA, appliqué à une assiette de 1,7 Md€. Les dépenses fiscales liées à l'éco-prêt à taux zéro ne distinguent pas la part relevant de l'installation de moyens de production de chaleur.* (3) *hors financement du développement des réseaux de chaleur.*

Au premier rang des soutiens ci-dessus recensés figurent les contrats pluriannuels de soutien en faveur des installations de production d'électricité par des énergies renouvelables, en métropole et outre-mer, et des moyens de production de biogaz, dans le cadre de la compensation des charges de service public de l'énergie (SPE) par des crédits budgétaires (programme 345 *Service public de l'énergie*). À l'instar de l'Allemagne ou l'Italie, l'État garantit aux producteurs une certaine rémunération unitaire, sur une période en général de 20 ans, par compensation de la différence avec les prix de marché. Ces contrats ont représenté un coût de 9 Md€ au titre de l'année 2025. Les autres États membres de l'UE ont également défini des soutiens publics à la production d'énergie renouvelable, selon des modalités similaires.

Le soutien de l'État couvre également les dépenses du fonds chaleur (porté par l'ADEME) et des appels à projets biomasse (BCIAT et BCIB financés par le plan *France 2030*[25]) qui concernent la production de chaleur d'origine renouvelable ou de récupération au sein des collectivités ou des entreprises et prennent la forme de subventions à l'investissement et, dans certains cas, de fonds de garantie (géothermie). En outre, l'acquisition de moyens de production de chaleur ou de froid renouvelable dans les logements bénéficie d'un taux réduit de TVA à 5,5 % et peut être couverte par les aides de l'ANAH *(MaPrimeRénov')*[26] et bénéficier d'un éco-prêt à taux zéro.

25. BCIAT : biomasse chaudières industrie agriculture services et BCIB : biomasse chaudières industries du bois.

26. En 2025, l'installation de plus de 60 000 pompes à chaleur (PAC), 43 000 poêles à granulés et 21 000 poêles à bûches ont notamment été financés par ce biais.

Les futurs réacteurs nucléaires EPR2, dont la PPE 3 prévoit le lancement de la construction en vue de premières mises en service en 2038, feront quant à eux l'objet d'un soutien financier de l'État d'abord pour leur financement, à travers la bonification de prêts accordés par la Caisse des dépôts et consignation (CDC), adossés sur les fonds d'épargne réglementée, couvrant jusqu'à 60 % du coût de construction estimé à ce jour à 72,8 Md€$_{2020}$ (soit 84 Md€$_{2025}$) puis pour leur fonctionnement, à travers un contrat pour différence qui garantirait une rémunération unitaire fixe pour un volume produit de référence pendant une durée de 40 ans[27]. Les premières dépenses budgétaires liées à la bonification de prêt devraient intervenir à partir de 2027. Le coût annuel dépendra du rythme de décaissement du prêt, lui-même lié à l'avancement du programme, et du coût de la bonification[28]. À titre d'illustration, si l'encours du prêt atteint 50 Md€ en 2035 et le coût moyen de la ressource adossée à ce prêt pour la CDC atteint 3 %, le coût budgétaire annuel de la bonification sera de 1,5 Md€ à cet horizon.

La production du parc nucléaire existant d'EDF n'est quant à elle pas directement soutenue mais régulée, sans que cette régulation – passée (ARENH[29]) ou actuelle (*post*-ARENH) – ne garantisse des prix planchers au producteur. Néanmoins, la construction de l'EPR de Flamanville 3, dont le coût à terminaison a fortement dérivé pour atteindre, selon le chiffrage de la Cour publiés en janvier 2025, 23,7 Md€$_{2023}$ a bénéficié *de facto* des financements issus des interventions de l'État actionnaire en faveur d'EDF ces dix dernières années. Ces interventions recouvrent plusieurs recapitalisations d'ampleur (3 Md€ en 2017, 2,1 Md€ en 2022 puis 2,4 Md€ en 2023) ainsi que le renoncement à la distribution d'un dividende en numéraire pendant plusieurs années (8,6 Md€ depuis 2015), comme la Cour l'a rappelé dans son rapport sur le modèle économique d'EDF[3031].

La production de biocarburant bénéficie quant à elle indirectement de l'application de taux réduits d'accise sur la consommation de carburant, en complément d'autres types de soutien non budgétaires (cf. *infra*), pour un coût d'environ 550 M€ en 2025[32].

Au sein des charges de SPE de la métropole, seuls les soutiens à la cogénération utilisant le gaz naturel[33] obéissent à une autre logique que la stricte décarbonation (efficacité énergétique), ainsi que l'aide à la centrale à cycle combiné gaz

27. Les modalités du contrat proposé à l'approbation de la Commission par les autorités françaises sont exposées dans le dossier d'aide d'État SA.119469 (2025/N) –Soutien à la construction et à l'exploitation de six nouveaux réacteurs nucléaires en France.

28. En phase de construction, il est prévu l'application d'un taux d'intérêt égal à zéro, soit une bonification égale au coût de la ressource pour la Caisse des dépôts et consignations.

29. ARENH : accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Ce dispositif a pris fin le 31 décembre 2025 et a été remplacé, depuis le 1er janvier 2026, par le versement nucléaire universel (VNU) ou *post*-ARENH.

30. Cour des comptes, *Le modèle économique d'Électricité de France*, communication à la commission des finances de l'Assemblée nationale, septembre 2025.

31. Hors période de crise 2022-2023, l'activité de production du parc historique d'EDF a en revanche vu ses coûts de fonctionnement et d'investissement couverts par la seule vente de l'électricité produite.

32. Les dépenses fiscales, assises sur les consommations, sont évaluées à 150 M€ pour le biogazole B100 et à 700 M€ pour le bio-essence E10 et E85, mais la production nationale ne couvre respectivement que 50 % et 70 % de ces consommations.

33. Production simultanée d'électricité et de chaleur, assurant de meilleurs rendements énergétiques.

de Landivisiau (sécurité d'approvisionnement de la Bretagne). Il s'agit uniquement de contrats d'aides conclus avant 2021, la cogénération au gaz naturel n'étant plus éligible à un soutien public depuis cette date. Les charges de SPE dans les zones non interconnectées (ZNI) soutiennent quant à elles toutes les formes de production d'électricité, ce qui inclut encore aujourd'hui plus de 50 % de production thermique fossile dans la plupart des territoires[34], afin de financer la péréquation tarifaire de l'électricité entre métropole et ZNI. Le montant total des soutiens visant des moyens de production thermiques fossiles, en métropole et en ZNI, a été évalué par la CRE à près de 2,4 Md€ au titre de l'année 2025, dont 1,7 Md€ de soutien dans les ZNI.

Il convient également de noter que les décisions des pouvoirs publics relatives au mix de production énergétique peuvent aussi conduire à des dépenses de l'État liées à des fermetures de moyens de production. C'est notamment le cas de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim et de son protocole financier d'indemnisation, que la Cour a analysé dans son rapport sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires et qui compense EDF[35] notamment pour le manque à gagner lié à la production que cette centrale ne pourra pas réaliser, et ce jusqu'en 2041 (cf. *infra*), et le coût d'anticipation des dépenses de démantèlement[36].

2 - UNE TRAJECTOIRE FINANCIÈRE DE SOUTIEN À CLARIFIER RAPIDEMENT

Le financement des surcoûts de la transition écologique a vocation à être partagé entre tous les acteurs économiques, privés et publics, qu'il s'agisse de l'État, des collectivités territoriales, des entreprises ou des ménages. Il s'agit alors notamment de déterminer la part des dépenses privées nécessaires à la transition pouvant ou devant faire l'objet d'une prise en charge publique. Or, pour inciter à la transition en matière de production d'énergie, si les seuls signaux-prix fournis par les marchés ne suffisent pas, les pouvoirs publics disposent d'une large palette de moyens d'intervention, depuis les contraintes règlementaires jusqu'aux aides financières, sous toutes leurs formes, en passant par les incitations fiscales ou les mécanismes extra-budgétaires de type certificats échangeables. Cette multiplicité de moyens appelle la définition de critères d'intervention et de doctrines d'emploi des différents outils.

De façon générale, comme la Cour l'a rappelé dans son rapport public sur la transition écologique, dès sa première édition en 2025, les coûts de cette transition appellent à mieux évaluer les financements, notamment publics, nécessaires à sa mise en œuvre. Elle évoquait la nécessité d'*« une trajectoire budgétaire crédible, reposant sur les dépenses publiques ciblées, planifiées dans le temps, appuyées sur*

34. À l'exception de La Réunion et de la Corse.

35. Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, communication à la commission des finances du Sénat, février 2020.

36. Un premier montant de 370 M€ a été versé à EDF par l'État en 2020 au titre de l'anticipation des coûts de fermeture et de démantèlement.

des outils adaptés et des scénarios solides ». Le soutien à la production d'énergie doit être budgétairement soutenable et les leviers pour en maîtriser la trajectoire de coût doivent être clairement identifiés et mis en œuvre.

A - Un soutien financier de l'État dont la place doit être clarifiée parmi les différents outils de l'intervention publique en faveur de la production d'énergie

1. Des critères à préciser pour établir la nécessité d'une intervention publique

Les soutiens de l'État à la production d'énergie, quand ils bénéficient à des acteurs privés d'un champ concurrentiel, constituent en règle générale des aides d'État au sens du TFUE[37], qui doivent être notifiées à la Commission européenne et autorisées par elle. Pour accorder ses autorisations, celle-ci examine notamment l'effet incitatif de l'aide ainsi que sa nécessité, qui suppose de montrer que le seul marché ne permettrait pas de développer l'activité concernée. Les aides bénéficiant aux ménages ne constituent pas des aides d'État. Néanmoins, un même souci d'efficience doit guider leurs critères et modalités d'octroi.

La Cour, à l'occasion de son rapport public sur la transition écologique (RPTE) publié en septembre 2025, invitait les pouvoirs publics à construire une méthode de classement par priorité pour cibler les aides au secteur privé, mentionnant les travaux du secrétariat général à la planification écologique (SGPE) sur un cadre d'analyse visant à classer les investissements bas-carbone selon leur rentabilité économique et selon la capacité financière des acteurs. Le RPTE fait également état d'une grille d'analyse, dite ABCDE[38], élaborée par la DG Trésor, qui propose un cadre pour analyser les dépenses publiques en faveur de la transition écologique. En revanche, cette grille ne permet pas de déterminer le meilleur outil à utiliser (fiscalité, règlementation, subvention publique, etc.) selon les différentes situations pour que les investissements nécessaires à la transition écologique aient lieu. Le RPTE publié en octobre 2026 constate que la méthode de classement n'est pas encore établie et recommande une articulation entre les leviers de politique publique les plus efficients.

La stratégie pluriannuelle des financements de la transition écologique (SPAFTE) parue en octobre 2025, souligne le principe selon lequel le soutien financier de l'État doit être orienté vers les investissements perçus comme non-rentables ou vers des acteurs économiques n'ayant pas la capacité financière pour y faire face. Mais elle reconnaît également que tous les acteurs économiques ne sont pas confrontés aux mêmes besoins ni aux mêmes contraintes et n'ont pas tous la même perception de la rentabilité d'un investissement, ce qui accroît l'enjeu du ciblage des politiques publiques et des critères à utiliser pour que l'intervention publique déclenche ou amplifie les investissements privés.

37. Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne : texte constitutif de l'Union européenne. Il précise les compétences de l'UE, ses grandes politiques et le fonctionnement des institutions européennes.

38. La grille d'analyse prend en compte, pour chaque action considérée, (A) le coût d'abattement (tonne CO_2 évitée par l'action), (B) la contribution au bouclage physique, par exemple l'impact sur la demande d'électricité si on électrifie massivement un usage, (C) la cohérence entre les aides, (D) l'effet déclencheur des politiques publiques sur les investissements privés et (E) les effets indirects de la politique publique menée.

La SPAFTE 2025 ébauche un arbre de décision qui mériterait d'être étoffé : pour des investissements perçus comme non rentables, les leviers fiscaux ou règlementaires peuvent renforcer le coût relatif de l'alternative carbonée et le soutien financier peut combler un déficit de rentabilité résiduel. Pour accélérer ou amplifier des investissements rentables, des dispositifs de garanties ou d'avances remboursables peuvent être mobilisés plutôt qu'une subvention directe.

2. Des interventions publiques plus larges que les seuls soutiens financiers de l'État mais insuffisamment articulées avec ces derniers

Le développement des moyens de production d'énergie nécessaires à l'atteinte des objectifs de la planification énergétique française, quand les seuls signaux de marché ne peuvent l'induire, peut être encouragé par les pouvoirs publics de multiples façons, et sans nécessairement mobiliser d'argent public. Certaines sont du reste déjà à l'œuvre.

En premier lieu, l'internalisation des coûts sociaux associés aux émissions de gaz à effet de serre est un moyen de réduire le déficit de compétitivité apparent des moyens de production décarbonés. À l'initiative des pouvoirs publics, cette internalisation passe déjà par la taxation des consommations d'hydrocarbures : augmentation de 8 €/MWh sur l'accise sur le gaz naturel en 2024 (soit l'atteinte d'un niveau de taxation équivalent à 80 €/tCO_2), création d'une composante carbone de la TICPE (dont la montée en charge a toutefois été stoppée en 2018 à un niveau équivalent à une taxe de 44,6 €/tCO_2). Elle prend aussi la forme des quotas européens de carbone, dont les prix s'élèvent désormais à près de 80 €/tCO_2 et qui renchérissent par exemple les coûts variables des centrales électriques à gaz et les coûts de production de l'hydrogène carboné. Elle a consisté aussi à pénaliser, à travers une taxe spécifique, les niveaux insuffisants des parts de carburant d'origine renouvelable dans les transports, à travers la TIRUERT[39].

L'instauration d'obligations permet aussi d'atteindre des objectifs de volumes de production d'énergie décarbonée sans mobiliser de soutien financier public. Les quotas carbone en sont un exemple générique à l'échelle de l'économie européenne. En France, ce type d'obligation voit le jour avec les certifications de production de biogaz (CPB), qui a pris le relais des soutiens budgétaires à cette filière pour les installations produisant plus de 25 GWh PCS[40] par an à partir du 1er janvier 2026, ainsi qu'avec le dispositif de certificats de réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) qui devrait succéder à la TIRUERT au 1er janvier 2027. Par ce biais, les fournisseurs de gaz ou de carburant seront incités à s'approvisionner pour une certaine part en biogaz et biocarburant. Les surcoûts par rapport à un approvisionnement carboné sont ensuite répercutés par les fournisseurs à leurs clients finals.

39. Taxe incitative relative à l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les transports. C'est une taxe environnementale française qui incite les distributeurs de carburants à incorporer une part d'énergies renouvelables (biocarburants, électricité renouvelable pour recharge de véhicules électriques ou hydrogène renouvelable) dans leurs ventes.

40. PCS : pouvoir calorifique supérieur. C'est l'énergie maximale fournie par un volume donné de gaz en brûlant complètement.

En particulier, les CPB fonctionnent selon le principe suivant : les producteurs de biométhane reçoivent des certificats proportionnellement au gaz qu'ils injectent dans le réseau. Les fournisseurs de gaz doivent rendre à l'État un nombre de certificats proportionnel au gaz qu'ils vendent aux consommateurs. Ils achètent donc les certificats aux producteurs sur un marché particulier. Ce mécanisme permet de faire financer le soutien aux installations de biogaz par les acteurs eux-mêmes et non par les finances publiques.

Le soutien public passe aussi par une prise en charge par les gestionnaires de réseaux eux-mêmes de tout ou partie des coûts de raccordement des nouveaux moyens de production d'électricité d'origine renouvelable ou de biogaz injecté à ces réseaux. Dans ce cas, ces coûts qui incombent normalement aux producteurs sont supportés par l'ensemble des consommateurs d'électricité ou de gaz à travers une augmentation des tarifs d'utilisation des réseaux. C'est notamment le cas de la totalité des coûts de raccordement des parcs éoliens en mer.

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), dont l'objectif est de soutenir les investissements engendrant des économies d'énergie, a été étendu à l'installation de moyens de production de chaleur renouvelable (pompes à chaleur, chaudière à biomasse, etc.) à la fois pour les particuliers et pour les collectivités ou les entreprises. Il ne mobilise pas d'argent public mais son fonctionnement a été récemment critiqué par la Cour dans un rapport publié en 2024[41] (cf. encadré).

Les CEE : un dispositif extrabudgétaire critiquable

Conçus pour massifier et décentraliser le soutien aux investissements générant des économies d'énergie, les CEE consistent à obliger les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz ou carburant) à soutenir financièrement la réalisation de travaux conduisant à un certain *quantum* d'économies d'énergie (isolation de logements, équipements plus performants, etc.). Le coût de ces soutiens est répercuté par les fournisseurs sur les factures de leurs clients, ménages et entreprises, qui supportent donc *in fine* le coût du dispositif, soit au total de l'ordre de 5 Md€ en 2025.

En pratique, le mécanisme des CEE équivaut à une taxe sur les consommations d'énergie (électricité, gaz et carburant) bien qu'il n'en ait pas la qualification juridique.

En outre, le dispositif souffre de plusieurs problèmes. L'appréciation du niveau d'économie d'énergie attendu de chaque opération est délicate, et souvent conventionnelle. Par ailleurs, le champ des bénéficiaires potentiels du soutien à l'investissement par les CEE est bien différent du champ des consommateurs d'énergie qui supportent *in fine* le coût des CEE. Il s'ensuit d'importants transferts financiers entre acteurs économiques, de façon peu transparente. Enfin, une proportion significative du coût des CEE (20 %) finance les frais de gestion et d'intermédiation du dispositif.

41. Cour des comptes, *Les certificats d'économie d'énergie*, communication à la commission des finances de l'Assemblée nationale, juillet 2024.

Enfin, le dispositif s'éloigne d'un soutien aux économies réelles d'énergie par la métrique retenue pour les calculer – le kWh cumac[42] – et à travers les « programmes CEE » qui consistent à délivrer des certificats pour la participation d'acteurs privés au financement de mesures qui ne produisent pas directement d'économies d'énergie.

Pour autant, ce dispositif ne cesse de prendre de l'ampleur, notamment en se substituant à des dépenses auparavant prises en charge par le budget de l'État (*leasing* social pour les véhicules électriques par exemple). Les volumes d'obligations, fixés par décret, devraient encore augmenter de 27 % pour la période 2026-2030 par rapport à la période 2022-2025.

D'autres mesures peuvent directement limiter les possibilités de recours à des moyens de production d'énergie carbonés. C'est le cas des dispositions législatives prévoyant des contraintes de fonctionnement pour les moyens de production d'électricité les plus émetteurs de gaz à effet de serre, limitant leur volume annuel de production et pouvant, de fait, inciter à leur fermeture ou leur reconversion, comme la Cour l'a détaillé dans son rapport sur l'arrêt des centrales à charbon. C'est aussi le cas des réglementations énergétiques des bâtiments, qui réduisent les possibilités de recours à des sources de chaleurs carbonées, ou des obligations de raccordement aux réseaux de chaleur renouvelable existants.

Or, l'articulation et les arbitrages entre ces modalités particulières d'intervention et les soutiens budgétaires directs ne répondent pas à des principes clairs.

À cet égard, alors que les problématiques de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la production de biogaz sont voisines, une partie de la production de biogaz fera désormais l'objet d'un soutien extra-budgétaire par des certificats de production (les CPB, cf. *supra*). Cette modalité, outre le fait qu'elle ne pèse pas sur les finances publiques, ne présente pas les mêmes caractéristiques que des tarifs d'achat garantis, en termes de visibilité des revenus à long terme : les prix des CPB, qui rémunéreront les producteurs, seront en effet fixés par l'offre et la demande de certificats et seront notamment fonction des niveaux d'obligation fixés par les pouvoirs publics, qui détermineront la demande. Or ces obligations sont fixées par décret et sur un horizon limité[43], et toujours susceptibles d'être modifiées. Les raisons d'une différence de traitement entre biogaz et énergies nouvelles électriques ne paraissent ainsi pas clairement justifiées[44].

42. Cumac, c'est-à-dire cumulé (les économies d'énergie sont cumulées sur la durée de vie de l'équipement ou des travaux) et actualisé (à un taux unique de 4 % pour marquer la préférence pour le présent).
43. La trajectoire, fixée initialement jusqu'en 2028, a été étendue à 2044 par le décret n°2026-933 du 30 septembre 2026. Les fournisseurs de gaz devront restituer un nombre croissant de CPB par MWh de gaz fourni.
44. La Belgique, la Suède et la Norvège ont par exemple fait le choix d'asseoir l'ensemble du soutien aux énergies renouvelables sur des « certificats verts ». Ces pays ont été confrontés à une offre de certificats excédant la demande, ce qui a fortement baissé le prix de ces derniers.

Les biocarburants cumulent quant à eux le soutien à travers la TIRUERT (cf. *supra*) et un tarif réduit d'accise[45] pour un effet total non maîtrisé, comme le déplore à nouveau la Cour dans son rapport annuel de suivi des recommandations publié en septembre 2025[46]. Le tarif d'accise sur la consommation de gaz ne tient, quant à lui, plus compte de la proportion de biogaz injecté dans le réseau, comme la Cour l'avait souligné dans son rapport sur le soutien au biogaz, ce qui posera à terme un problème d'articulation avec les CPB dont le coût sera répercuté sur les consommateurs. Une articulation avec l'extension prochaine des quotas carbone au secteur du bâtiment sera aussi à définir. Enfin, les possibilités de cumul entre CEE et subvention de l'ANAH ou du fonds chaleur nécessitent une articulation précise afin d'éviter les effets d'aubaine.

La SPAFTE rappelle elle-même que l'ensemble des outils de l'action publique doit être mobilisé *« au-delà des seules subventions : prêts, garanties, fiscalité et mesures normatives contribuent à mettre en place les incitations financières adéquates pour assurer un financement optimal de la transition écologique »*. Encore faut-il déterminer selon quels critères telle ou telle modalité serait à privilégier pour atteindre ce financement optimal.

3. Des modalités de soutiens financiers de l'État diverses mais sans doctrine claire de recours et d'articulation avec les autres formes d'intervention

Le soutien financier de l'État, quand il est mis en œuvre au profit de la production d'énergie, prend lui-même des formes multiples, différentes selon les énergies ou les filières de production et pouvant se cumuler pour une même installation de production.

Jusqu'à présent, un soutien aux volumes produits a été privilégié pour la production d'électricité renouvelable et de biométhane injecté. Ce soutien prend la forme de contrats garantissant, pour vingt ans en général, une rémunération unitaire fixe quels que soient les prix de marché de gros de l'électricité et du gaz. La production est en effet destinée majoritairement à être vendue *in fine* sur ces marchés de gros. Néanmoins, pour les installations photovoltaïques de faible puissance (inférieure à 100 kWc), une subvention à l'investissement avait également été retenue. Dénommée prime d'autoconsommation, elle était cumulable avec un taux réduit de TVA (5,5 %) et un tarif d'achat garanti pour le surplus de production non auto-consommé[47]. Le soutien garantit ainsi une visibilité pluriannuelle sur les recettes annuelles issues des moyens de production.

45. Une accise est une taxe perçue sur la consommation d'un bien, et proportionnelle aux volumes consommés, par exemple 11 €/hl pour le biogazole B100.

46. Cour des comptes, « La politique de développement des biocarburants », in *Rapport annuel de suivi des recommandations*, septembre 2025, p. 43-46.

47. La prime a été supprimée le 1er juin 2026 à l'occasion de la modification de l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kW telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Le soutien aux installations de production de chaleur renouvelable passe quant à lui essentiellement par des aides à l'investissement, sous de multiples formes (cf. 1.3 *supra*) dont les effets de cumul, ajoutés aux CEE, sont insuffisamment suivis. Par ailleurs, pour ces moyens de production, la décision d'investissement et le calibrage du soutien public s'opèrent une fois pour toute sur la base d'anticipations des prix de détail du gaz et de l'électricité, mais la rentabilité *in fine* de l'investissement initial dépendra de l'évolution des prix des solutions alternatives carbonées sur la durée de vie de l'installation.

Pour les installations de production de chaleur de plus grande taille, destinées aux collectivités ou aux entreprises, le soutien passe aussi par des subventions d'investissement, versées par le fonds chaleur de l'ADEME. Les projets de géothermie, qui comportent un risque spécifique de forage, bénéficient en outre de fonds de garantie publics. En revanche, pour les projets faisant appel à de la chaleur de récupération, qui sont exposés à un risque d'approvisionnement, aucun outil équivalent n'existe. La piste d'avances remboursables, alternative aux subventions, est encore peu utilisée mais peut présenter des avantages en permettant de réduire le coût net du soutien dès lors que le remboursement est conditionné à l'atteinte *ex post* d'un certain niveau de rentabilité. Son recours devrait faire l'objet d'une doctrine à préciser pour assurer son efficience.

Enfin, la bonification de prêt, au-delà des éco-prêts à taux zéro pour les particuliers, est déjà prévue comme élément structurant du soutien au financement du programme des EPR2 d'EDF. Son utilisation en substitution totale ou partielle de certains soutiens aux investissements ou à la production mériterait d'être étudiée.

4. Une clarification nécessaire sur la part du soutien public à la production d'énergie à faire financer par les consommateurs d'énergie

Selon les modalités d'intervention de l'État et leur financement, le coût du soutien à la production d'énergie peut être répercuté soit sur les contribuables soit sur les consommateurs d'énergie mais cet arbitrage est rarement explicité.

Dans le secteur de l'électricité, les pouvoirs publics en France ont eu jusqu'à récemment pour objectif de maintenir une forte adhérence entre les prix payés par les clients finals et le coût complet de production du parc national, malgré l'ouverture à la concurrence du secteur de la fourniture d'électricité. C'est ainsi que la régulation de la production des réacteurs nucléaires historiques dans le cadre de l'ARENH a consisté à contraindre EDF à céder à un prix régulé (42 €/MWh) une partie de sa production d'électricité d'origine nucléaire à tous les fournisseurs d'électricité pour éviter que les consommateurs, quel que soit leur fournisseur, ne payent plus que le coût complet de production du parc nucléaire. La même logique a présidé jusqu'en 2016 au financement du soutien à l'électricité renouvelable par la montée en charge d'une contribution sur la consommation d'électricité, devenue taxe sur la consommation au taux de 22,5 €/MWh et désormais intégrée à l'accise sur la consommation de produits énergétiques.

Depuis 2016, l'évolution du coût du soutien aux productions d'électricité renouvelable n'est plus supportée par les consommateurs mais par le budget de l'État. Néanmoins, ce soutien vient toujours compléter les recettes que les marchés de l'énergie apportent aux producteurs, quand ces recettes ne suffisent pas à couvrir leurs coûts. Les coûts complets

de production sont alors couverts pour partie par les prix payés par les consommateurs et pour partie par le budget de l'État. Par un effet de vases communicants liés au mode de calcul du soutien de l'État, plus les prix de marché de l'électricité sont faibles, plus le coût du soutien public, et sa part dans la couverture des coûts complets de production, est importante. Or, les moyens de production aujourd'hui soutenus financièrement ont des coûts variables quasi-nuls. L'offre de leur production sur le marché de court terme de l'électricité conduit alors, à niveau de demande inchangée, à faire baisser les prix de marché. Dans ces conditions, si la production renouvelable augmentait plus que la demande, toutes choses égales par ailleurs, les prix de l'électricité devraient baisser, réduisant d'autant la part des coûts complets de production couverte par les prix et augmentant à proportion le coût budgétaire du soutien durant la période où celui-ci est accordé.

D'après les travaux du bilan prévisionnel 2025 de RTE, pour un scénario de développement des capacités de production renouvelable proche de celui retenue par la PPE 3 (scénario dit R3), une trajectoire de décarbonation lente, synonyme de faible progression de la demande d'électricité, conduirait à un régime de prix très bas, autour de 35 €/MWh en 2035, et nettement inférieur au coût complet de production national à cet horizon (90 €/MWh). Ce scénario reviendrait dès lors à ce que les prix payés par les consommateurs couvrent moins de 40 % du coût de production du mix national.

Face à la possibilité d'une telle situation, les pouvoirs publics devraient préciser dans quelle mesure l'objectif jusqu'ici poursuivi de répercuter aux clients finals des prix reflétant les coûts complets de production du parc national pourrait fixer des limites à une baisse de la part de ces coûts couverts par les prix et tarifs payés par les consommateurs. Cette question rejoint celle du financement du coût du soutien de l'État aux productions d'électricité renouvelable par d'éventuelles modulations de la taxation de la consommation d'électricité. En effet, en cas de baisse des prix, profitable aux consommateurs mais alourdissant les dépenses budgétaires de soutien[48], une modulation de l'accise sur la consommation d'électricité permettrait à la fois de rétablir une proportion minimale de financement des coûts de production par les consommateurs eux-mêmes et de réduire le coût net du soutien pour l'État[49].

Le système des CPB mis en place depuis 2025 pour porter le soutien aux nouvelles installations de production de biogaz produisant plus de 25 GWh PCS par an permet bien le mouvement de financement direct des coûts de production nationaux par les consommateurs de gaz. Il reste toutefois à vérifier qu'il fonctionnera correctement, en contrôlant notamment les pratiques des acteurs économiques impliqués dans les échanges de certificats. Ses effets concrets sur les prix payés par les différentes catégories de clients finals, et son articulation avec les niveaux d'accise et avec l'extension du champ du système européen de quotas d'émission de CO_2 seront aussi à surveiller. Par ailleurs, la Commission européenne a engagé, le 29 avril dernier, une procédure d'infraction contre ce système au motif que celui-ci ne

48. Et réduisant par ailleurs les recettes de TVA perçues par l'État.

49. La fraction d'accise affectée depuis 2026 au financement des charges de SPE dans les ZNI fait déjà l'objet d'une modulation de ce type. Toutefois, les charges ainsi financées correspondent en l'occurrence au coût de mise en œuvre de la péréquation tarifaire entre la métropole et les ZNI. Cette modulation revient donc en pratique à faire supporter aux consommateurs métropolitains l'évolution du coût des moyens de production des ZNI, ce qui se justifie peu ; elle devrait plutôt continuer à relever de la solidarité nationale en général.

reconnaît pas le biogaz produit dans les autres États membres et pourrait ainsi entraver la libre circulation des marchandises.

Le recours actuel aux certificats d'économie d'énergie (CEE) pour financer l'installation de moyens de production de chaleur renouvelable ne répond pas du tout à la même logique puisqu'il fait supporter à un ensemble de catégories de consommateurs d'énergie le coût d'installations de production individuelles bénéficiant à certains. Il engendre ainsi de façon peu transparente d'importants transferts financiers entre ménages et entreprises et au sein de chacune de ces catégories.

B - Une trajectoire financière pluriannuelle à préciser et à maîtriser

Le soutien à la production par les charges de SPE engendre des dépenses publiques sur longue période, les contrats prévoyant généralement un soutien pendant vingt ans. Le montant de ces dépenses futures est incertain, essentiellement parce qu'il dépend des prix à venir des marchés de l'électricité et du gaz. Cette incertitude conduit à son inscription en engagements hors bilan (EHB) annexés au compte général de l'État, et non en provisions au bilan. Fin 2025, les EHB liés aux charges de SPE s'élevaient ainsi à 99,9 Md€. De même, la compensation du manque à gagner lié à la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim (cf. *supra*) – compensation prévue par un protocole d'indemnisation signé en 2019 – fait l'objet d'EHB, qui s'élèvent à 1,4 Md€ fin 2025[50].

Les dépenses futures associées à ces engagements, ainsi que l'ensemble des autres dépenses publiques liées au soutien au développement de moyens de production d'énergie sur la période de la PPE 3 dessinent une trajectoire financière pluriannuelle qui n'est à ce jour pas appréhendée de façon complète par les pouvoirs publics.

1. Un soutien public potentiellement massif pour atteindre les objectifs de la PPE 3

À plusieurs occasions, la Cour a souligné le fait que l'atteinte des objectifs chiffrés de développement de moyens de production pour certaines filières technologiques risquait, à modalités constantes de soutien financier de l'État, d'entrainer des hausses de dépenses publiques difficilement soutenables.

Sous l'hypothèse que les besoins de soutien resteraient inchangés, c'est-à-dire notamment sans réduction significative des coûts de production de la technologie soutenue ni de renchérissement significatif des coûts de ses solutions alternatives carbonées ou des prix de l'énergie, elle a notamment estimé qu'une production de plus de 15 TWh en 2035 pour la géothermie de surface supposerait d'ici cette échéance un soutien public cumulé de 8 à 24 Md€. Pour l'ensemble des filières de production renouvelables, mais au périmètre du seul fonds chaleur, une étude commandée par l'ADEME en 2024[51] révèle, à modalités de soutien constantes, un besoin situé entre 1,4 et 1,9 Md€ en termes d'engagements annuels moyens du fonds pour atteindre les différents objectifs de la PPE 3 à l'horizon 2035, avec un pic de besoin à 2,8 Md€ en 2028 pour atteindre la cible intermédiaire de 2030. Ce chiffrage,

50. Ce montant correspond aux manques à gagner cumulés calculés pour les années 2020 à 2025. Le protocole d'indemnisation prévoit la compensation des manques à gagner des années 2020 à 2041 ; ceux-ci dépendent notamment des prix de marché sur la période si bien que le montant total de la compensation ne sera définitivement connu qu'en 2041. En revanche, aucun calendrier de versement n'a été arrêté dans le protocole initial.

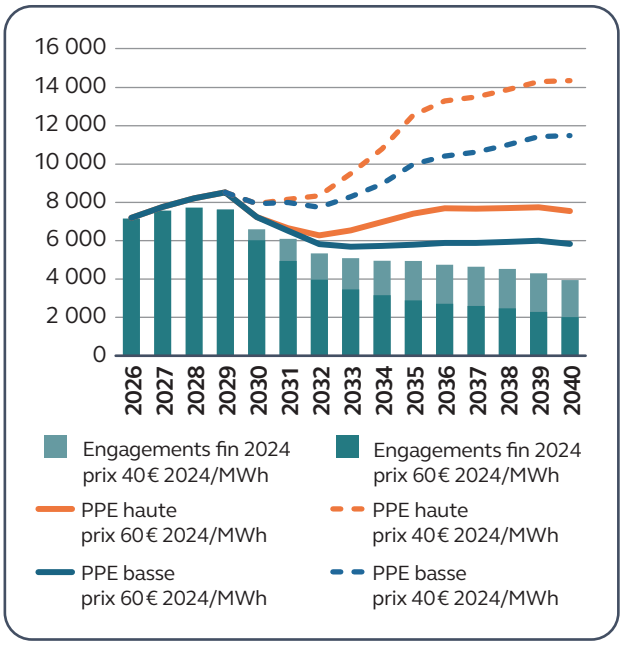
51. Frontier, Edater, *Évaluation du Fonds chaleur entre 2018 et 2023*, octobre 2024.

fondé sur des données non actualisées, aboutit à multiplier par deux ou trois le montant actuel de près de 700 M€ consacré au développement de la production de chaleur hors réseau. Dans ce secteur, les montants d'aides unitaires, au MWh produit, ont d'ailleurs eu plutôt tendance à augmenter au fil des ans selon la même étude, traduisant notamment le fait que les projets les plus compétitifs ont été réalisés en premier.

En ce qui concerne le soutien à la production d'hydrogène décarboné, qui s'insère dans une stratégie nationale hydrogène (SNH) associée à 9 Md€ de soutien public sur 2020-2030, la Cour a souligné le fait qu'en l'absence d'évolution significative des facteurs de compétitivité de l'hydrogène électrolytique, l'atteinte des objectifs de production supposerait de combler un différentiel de compétitivité situé entre 1 et 4 Md€ par an à l'horizon 2035, qui pèserait durablement sur les finances publiques.

S'agissant du soutien à la production d'électricité renouvelable et de biogaz, les niveaux des prix qui se formeront sur les marchés de l'électricité et du gaz sur les 10 à 15 prochaines années seront déterminants. Les deux scénarios haut et bas de la PPE 3 conduiraient à des dépenses annuelles de l'ordre de 6 à 8 Md€ de 2030 à 2035 pour un prix à long terme de 60 €$_{2024}$/MWh correspondant aux niveaux actuels des prix à terme, dont près de 3 Md€ à partir de 2035 liés à des contrats signés avant 2025. De surcroît, si le mouvement d'électrification n'était pas au rendez-vous à ces horizons, avec pour corollaire un régime de prix plus proche de 40 €$_{2024}$/MWh à horizon 2035 (selon le bilan prévisionnel 2025 de RTE), le niveau de dépense annuelle passerait à 10, voire 14 Md€ en fonction des scénarios de développement des moyens de production, dont près de 5 Md€ à partir de 2035 liés à des contrats signés avant 2025.

Graphique n° 1 : coûts annuels projetés sur 2026-2040 du soutien aux EnR électriques* selon les deux scénarios PPE et pour des prix de marché de 60 ou 40 €2024/MWh (en M€ courants)



** Le périmètre considéré est celui de la métropole.*

Sources : Cour des comptes d'après outil de calcul de la DGEC

En outre, pour des prix de moins de 70 €/MWh, le besoin de financement d'EDF pour la construction des futurs EPR2 s'accroîtrait lourdement, pesant aussi sur la capacité du groupe à financer ce programme sans contribution supplémentaire de l'État, au-delà des prêts bonifiés déjà annoncés (cf. partie 1.3), ainsi que l'a souligné la Cour dans son rapport récent sur le modèle économique d'EDF. Dans des scénarios de prix défavorables, un des leviers à disposition de l'État serait de renoncer à tout dividende en numéraire sur tout ou partie de la période de construction des EPR2, ce qui pourrait avoir un impact sur la trajectoire des finances publiques, de l'ordre de 65 Md€ en cumulé sur 2026-2040 dans certains scénarios. Le contrat pour différence n'aura quant à lui pas d'impact budgétaire avant la mise en service des premiers EPR, soit au plus tôt en 2038 (cf. partie 1.2.2).

De façon plus indirecte, le nouveau crédit d'impôt pour les investissements dans l'industrie verte (C3IV[52]), qui accompagne de fait les obligations du règlement européen dit NZIA, visant à limiter la dépendance aux pays tiers sur les technologies nécessaires pour atteindre la neutralité carbone (cf. partie 1.2.2), pourrait en théorie atténuer l'impact de ces obligations sur les coûts de construction des parcs éoliens et photovoltaïques (ainsi que des batteries et électrolyseurs). Cependant, ce crédit d'impôt représente lui-même un coût pour l'État, estimé aujourd'hui à 140 M€ par an et qui pourrait progresser nettement[53], alors même que, d'après la DGEC, l'impact de ce crédit d'impôt sur le coût des équipements solaire et éolien est difficile à estimer. Il n'est ainsi pas garanti qu'il sera effectivement répercuté sous forme de baisse des coûts de construction des parcs et donc des tarifs de soutien supportés par l'État.

2. Une présentation incomplète des ressources publiques à mobiliser

L'article L. 100-1 A du code de l'énergie, introduit en 2019[54], prévoit qu'à l'appui de la fixation d'objectifs chiffrés de développement du mix énergétique, sur les dix ans couverts, une loi précise tous les cinq ans *« la programmation des moyens financiers nécessaires à l'atteinte [de ces] objectifs »*. En outre, l'article L. 141-3 du même code prévoit que la PPE définit *« l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisées pour atteindre [les objectifs quantitatifs de la programmation] »*.

Cependant, à ce jour, aucun document officiel ne fournit une trajectoire de l'effort financier de l'État en soutien à la transition du mix de production énergétique à la fois exhaustive dans son périmètre et sur un horizon de temps suffisamment long. Le chapitre de la PPE3 portant sur l'*« évaluation des ressources publiques consacrées à l'atteinte des objectifs de la PPE »* ne fournit de projections pluri-annuelles que pour les charges de SPE (en l'occurrence à l'horizon 2060). D'autres formes de soutien sont mentionnées mais sans projection de leur coût futur. Certains soutiens, comme ceux du fonds chaleur, ne sont même pas repris dans ce chapitre. Inversement, la SPAFTE 2025 recense de façon

52. Le C3IV, instauré en 2024, bénéficie aux entreprises situées en France pour leurs dépenses d'investissements visant la production d'équipements de quatre filières (batteries, panneaux solaires, éoliennes ou pompes à chaleur) ou de composants utilisés dans la production des équipements de ces quatre filières.

53. Les dossiers déposés fin 2025 représentaient un coût cumulé potentiel de près de 3 Md€ (dont 1,1 Md€ pour les dossiers déjà agréés), plus proche d'un rythme de coût annuel de 500 M€.

54. Par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

apparemment plus exhaustive les dépenses de l'État consacrées à la transition dans le secteur de l'énergie, mais ses projections se limitent aux trois prochaines années, bien loin de la durée décennale de la PPE.

Tableau n° 3 : projection affichée par la SPAFTE 2025 au titre des dépenses de l'État

M€ du CP	PLF 2026	2027	2028
Soutien enR électriques (1)	7 420	7 630	7 661
Soutien biogaz	540	766	905
Soutien chaleur renouvelable (2)	866	866	866
Soutien hydrogène	58	78	110

Source : SPAFTE 2025. Notes : (1) sans précision sur l'inclusion de tout ou partie des charges de SPE dans les ZNI ; (2) les aides MaPrimeRénov', *la TVA à taux réduit et l'éco-PTZ sont recensées dans les soutiens au secteur du bâtiment.*

Il conviendrait donc, en application de la loi, de fournir, dans le cadre de la PPE, des projections de soutiens publics sur un périmètre exhaustif et au moins sur les dix années couvertes par la programmation. De telles projections sont essentielles à l'appréciation de l'impact des soutiens à la production d'énergie sur la trajectoire des finances publiques. Par ailleurs, la sensibilité des trajectoires financières aux hypothèses de prix de l'énergie ou aux variations de la règlementation n'invalident en rien la nécessité de ces exercices projectifs.

La planification assoit en effet sa crédibilité si la trajectoire de développement des moyens de production soutenus est associée à une trajectoire de financement complète, en termes de périmètre et de durée, et dont les moyens de pilotage garantissent qu'elle s'inscrive dans un cadre soutenable pour les finances publiques.

3. Des soutiens financiers publics exposés au risque de rémunération excessive des producteurs

À l'occasion de plusieurs publications, en dernier lieu dans le rapport d'initiative citoyenne sur le coût de soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de SPE[55] , la Cour a indiqué les facteurs faisant courir le risque d'un mauvais dimensionnement du soutien de l'État à la production d'énergie, qui aboutirait à rémunérer de façon excessive les capitaux engagés par les producteurs ou à créer des effets d'aubaine.

Le premier facteur de risque réside dans la méconnaissance de l'économie et des coûts des filières de production soutenues, faute d'un recueil de données suffisamment large et régulier. Il s'ensuit un risque de surdimensionnement des tarifs de soutien ou des plafonds de prix des appels d'offre. S'y ajoutent des conditions de concurrence qui ne sont pas toujours suffisantes au sein des appels d'offres et peuvent conduire à fixer des tarifs de soutien en décalage avec les coûts réels des lauréats.

Un deuxième facteur de risque concerne la rigidité des conditions du soutien sur la durée des contrats pluriannuels, à travers les modalités d'indexation annuelle et l'absence de clauses de révision permettant de traiter des dérives manifestes de rentabilité. Certains tarifs de soutien sont ainsi restés en vigueur

55. Cour des comptes, *Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges du service public de l'énergie*, rapport d'initiative citoyenne, mars 2026.

alors que les coûts des technologies baissaient fortement (cas du soutien au photovoltaïque octroyé entre 2006 et 2010) et les indexations ne rendent pas toujours compte de l'évolution réelle des coûts de maintenance et de la productivité. L'État a tenté de réviser ces contrats de soutien afin d'en diminuer le coût budgétaire, mais sans succès à ce jour. L'article 183 de la loi de finances pour 2026 prévoit que si un dispositif de révision voit finalement le jour, il puisse s'appliquer de façon rétroactive au 1er janvier 2025.

Un troisième facteur concerne la prise en compte de l'ensemble des soutiens publics, y compris extrabudgétaires, dans le calibrage des aides. Sur les aides à la rénovation des logements, qui peut inclure l'installation de moyens de production de chaleur renouvelable, la Cour a ainsi souligné, dans son rapport public sur la transition écologique de septembre 2025, que l'évaluation de l'effet de levier ou l'effet d'aubaine restait insuffisant et que le suivi de l'ensemble des financements publics mobilisés conjointement sur une même action devait être amélioré. Pour le soutien au biogaz, le plafonnement du taux de rendement interne (TRI) pour la détermination des subventions de l'ADEME venant en complément des tarifs d'achat n'est en vigueur que depuis 2021.

Les récents travaux de la Cour sur le soutien au biogaz ont ainsi relevé l'existence de rentabilités excessives pour certaines installations, qui ressortent des études de l'ADEME et de la CRE, avec une proportion significative de TRI supérieurs à 20 %. Les niveaux de rentabilité atteints par les installations photovoltaïques bénéficiant des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010, quant à eux, sont tels que la révision *a posteriori* de leurs tarifs d'achat a été validée par le Conseil constitutionnel, comme répondant à la poursuite d'un objectif d'intérêt général.

Enfin, comme la Cour a pu le constater dans le rapport d'initiative citoyenne susmentionné, le contrôle exercé sur les producteurs est insuffisant et les sanctions des manquements et fraudes, qui concourent à gonfler les rémunérations des producteurs, sont quasi-inexistantes.

Pour le fonds chaleur, des effets d'aubaine ont également été constatés : l'évaluation du fonds réalisée en 2024 mentionne que 36 % des répondants estimaient que le projet aurait pu aboutir sans financement de la part du fonds chaleur (dont 7 % avec certitude)[56].

4. Des actions à entreprendre pour maîtriser le coût du soutien pour l'État

Si des arbitrages restent à clarifier entre les grandes modalités d'intervention publique – réglementation, fiscalité ou soutien financier – avec pour objectif la plus grande efficacité possible, la maîtrise de la trajectoire des soutiens financiers de l'État à la production d'énergie suppose aussi de rendre le soutien plus efficient, particulièrement en ces temps de finances publiques contraintes.

Les leviers non financiers peuvent ainsi être mobilisés pour réduire les risques, lever les freins à la transmission des signaux économiques et donc diminuer le niveau de soutien nécessaire. Ainsi, dans les logements sociaux, le passage à des solutions de chauffage renouvelables permet en général de réduire les coûts de fonctionnement, que supportent les locataires, mais suppose d'importants coûts d'investissements, que les bailleurs sociaux ne peuvent pas, en droit, répercuter sur les

56. Frontier, Edater, *Évaluation ex-post du fonds chaleur sur la période 2018 et 2023*, octobre 2024, p. 14.

locataires et qui grèvent la rentabilisation de ces opérations. Ouvrir la possibilité d'une répercussion au moins partielle de ces coûts serait de nature à faciliter la transition énergétique de ces logements. Dans ce même domaine, allonger la durée d'amortissement de certains investissements en réseaux de chaleur permettrait de diminuer le niveau de soutien. En matière de géothermie ou de chaleur de récupération, une mutualisation des risques entre porteurs de projet peut être recherchée.

Ensuite, le calibrage au plus juste du soutien financier doit permettre d'assurer la rentabilité et la réduction de risque suffisantes pour les acteurs économiques décisionnaires des projets. Cela suppose, pour les pouvoirs publics, de connaître ou de faire révéler les coûts réels encourus par les investisseurs et les producteurs, mais aussi de tenir compte de tous les facteurs influençant la compétitivité relative des solutions décarbonées et de la totalité des soutiens appuyant un même projet (budgétaire, fiscale, extra-budgétaire).

Ainsi, sur le soutien à la production d'électricité renouvelable, la Cour, mais aussi la CRE récemment ainsi que le rapport Lévy-Tuot[57], ont recommandé plusieurs pistes pour d'une part sélectionner les projets de production les plus compétitifs et d'autre part mieux maîtriser le coût de leur soutien par l'État. Il s'agit, afin d'augmenter la compétitivité, de revoir plusieurs contraintes qui limitent aujourd'hui la puissance maximale ou la production des installations ou allongent les délais des autorisations administratives. D'autres pistes sont également proposées : mieux calibrer les prix plafonds des appels d'offre, en se fondant sur une connaissance accrue de l'économie des filières, et renforcer la pression concurrentielle au sein des appels d'offre. Plusieurs solutions sont possibles pour mieux maîtriser le coût de soutien au cours du temps. Il s'agit par exemple d'introduire plus de possibilités de révision des paramètres au cours de la vie des contrats, pour tenir compte par exemple de l'évolution réelle des coûts de construction et de maintenance. Il est également possible de réduire le coût du soutien lors des épisodes de prix négatifs sur les marchés et plus généralement d'exposer davantage les producteurs aux signaux des prix de marché.

Enfin, si, en première analyse, la priorité doit être donnée aux moyens de production les plus compétitifs, d'autres objectifs de politique publique doivent aussi être pris en compte (soutien de filières, priorisation des usages de la biomasse, priorité d'utilisation de terrains délaissés ou anthropisés, etc.) et peuvent affecter la compétitivité d'un projet. Une approche coûts/bénéfices de ces arbitrages mériterait d'être développée.

5. Une trajectoire de développement des productions soutenues à piloter de façon étroite

Le pilotage du développement de nouvelles installations de production d'énergie, qu'elles soient ou non soutenues par des fonds publics, doit être exercé avec précision afin d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande. Dans le secteur de l'électricité notamment, deux écueils sont à éviter : l'insuffisance de moyens de production, qui mettrait en péril la sécurité d'approvisionnement, et les surcapacités, qui pèseraient à la baisse sur les prix de marché et à la hausse sur le coût budgétaire des soutiens. Ce

57. Jean-Bernard Lévy, Thierry Tuot, *Optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage*, rapport au Premier ministre, avril 2026.

pilotage est d'autant plus délicat qu'il concerne des installations caractérisées par d'importants délais de construction pour des durées de fonctionnement de plusieurs décennies.

Dans ce contexte, l'article 2 du décret n° 2026-76 du 12 février 2026 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie a introduit la possibilité de procéder en 2027 à une révision simplifiée de la PPE 3 portant en particulier sur les volumes de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable à soutenir au-delà de 2028. Selon cet article, il s'agirait de tenir compte de l'évolution combinée de la consommation d'électricité, du développement des moyens de production d'électricité décarbonée et du développement des flexibilités décarbonées[58].

Cette clause de revoyure permettrait de répondre aux interrogations soulevées par le dernier bilan prévisionnel de RTE de 2025 qui, comme rappelé *supra*, soulignait les conséquences d'une possible surcapacité de production aux horizons 2030-2035 en cas de progression modeste de la demande, qui conduirait à renchérir le coût complet unitaire du mix de production électrique[59] et encore plus le coût budgétaire du soutien sous forme de contrat pour différence, par suite d'une pression à la baisse sur les prix de marché.

Les modalités d'application de la clause de revoyure n'ont pas été précisément définies. Il conviendrait notamment que l'ensemble des facteurs de l'équilibre offre-demande soit bien pris en compte, en particulier la disponibilité du parc nucléaire existant et les capacités maximales d'interconnexions. Si, en outre, la décision finale d'investissement concernant la construction des futurs réacteurs EPR2 était effectivement prise dans les prochains mois, le calendrier de mise en service des premiers réacteurs serait un facteur supplémentaire à prendre en considération. En effet, une révision de la PPE 3 aurait des incidences sur la production d'énergie au-delà de la stricte période 2025-2035.

58. Voir glossaire.

59. Comme la Cour l'a souligné dans ses observations définitives sur l'analyse des coûts du système électrique en France (décembre 2021), le coût complet du mix de production n'est pas la simple addition des coûts complets de chaque filière de production mais il doit tenir compte du fonctionnement du système, qui détermine les facteurs de charge de chaque moyen de production, et des contraintes de sécurité d'approvisionnement et d'équilibrage permanent offre-demande. Au-delà des seuls moyens de production, le coût complet du système électrique doit aussi intégrer le coût du réseau, qui peut lui-même dépendre du mix de production.

RÉFÉRENCES AUX TRAVAUX DE LA COUR DES COMPTES

Rapports précédemment publiés par la Cour en lien avec la question du soutien de l'État à la production d'énergie :

- *Notes d'analyse de l'exécution budgétaire de la mission* Écologie, développement et mobilités durables, *avril 2023 – avril 2024 – avril 2025 – avril 2026*
- *Le soutien aux énergies renouvelables* via *les charges de service public de l'énergie,* rapport public thématique, mars 2026
- *L'arrêt des centrales à charbon,* observations définitives, février 2026
- *Les soutiens publics au développement de la géothermie, observations définitives,* janvier 2026
- *Le modèle économique d'EDF,* communication à la commission des finances de l'Assemblée nationale, septembre 2025
- *La transition écologique,* rapport public thématique, septembre 2025
- *La transition écologique,* rapport public thématique, octobre 2026
- *Le soutien au développement de l'hydrogène décarboné,* observations définitives, juin 2025
- *Le soutien au développement du biogaz, é*valuation de politique publique, mars 2025
- *La maintenance du parc électronucléaire d'EDF en France,* observations définitives, janvier 2025
- *La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants,* rapport public thématique, janvier 2025
- *La place de la fiscalité de l'énergie dans la politique énergétique et climatique française,* observations définitives, septembre 2024
- *Les certificats d'économie d'énergie, communication à la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire de l'Assemblée nationale,* juillet 2024
- *Les soutiens publics aux zones non interconnectées (ZNI),* observations définitives, novembre 2023
- *Les soutiens à l'éolien terrestre et maritime,* observations définitives, octobre 2023
- *L'organisation des marchés de l'électricité,* évaluation de politique publique, juillet 2022
- *L'analyse des coûts du système électrique en France,* observations définitives, décembre 2021
- *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires,* communication à la commission des finances du Sénat, mars 2020

Les publications de la Cour des comptes sont consultables sur le site Internet :

www. ccomptes.fr

GLOSSAIRE

- **ARENH** : accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Mécanisme français qui permettait aux fournisseurs d'électricité autres qu'EDF d'acheter une partie de la production nucléaire d'EDF à un tarif fixe de 42 €/MWh.
- **C3IV :** crédit d'impôt pour les investissements dans l'industrie verte. Instauré en 2024, il bénéficie aux entreprises situées en France pour leurs dépenses d'investissements visant la production d'équipements de quatre filières (batteries, panneaux solaires, éoliennes ou pompes à chaleur) ou de composants utilisés dans la production des équipements de ces quatre filières.
- **Coût complet de production** : pour une technologie donnée, les coûts complets incluent les coûts variables (coûts de combustibles) et les coûts fixes (entretien, amortissement des investissements initiaux, coût du capital).
- **Flexibilité décarbonée** : moyen d'ajustement de l'offre ou de la demande d'électricité à différentes échelles de temps, reposant sur des solutions non émettrices de CO_2 comme le stockage, le pilotage de la demande (pilotage des consommations, effacements), la modulation de la production électrique décarbonée.
- **Mix énergétique** : répartition des différentes sources d'énergies utilisées dans une zone géographique donnée pour couvrir l'ensemble des besoins en énergie : production ou importation d'électricité, de chaleur, de froid ou de carburant.
- **PCS** : pouvoir calorifique supérieur. C'est l'énergie maximale fournie par un volume donné de gaz en brûlant complètement.
- **RTE** : réseau de transport d'électricité. Entreprise publique gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France métropolitaine continentale. À ce titre, gère les lignes de très haute et haute tension et s'assure en permanence de l'équilibre de l'offre et de la demande en électricité.
- **TFUE** : Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne : texte constitutif de l'Union européenne. Il précise les compétences de l'UE, ses grandes politiques et le fonctionnement des institutions européennes.
- **TICPE** : taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques. Elle a été renommée Fraction d'accise sur les énergies perçue en métropole sur les produits énergétiques, autres que les gaz naturels et les charbons au 1er janvier 2022. Elle s'applique aux carburants (essence, diesel, fioul) et à certaines produits énergétiques (gaz naturel et charbon).
- **TIRUERT** : taxe incitative relative à l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les transports. C'est une taxe environnementale française qui incite les distributeurs de carburants à incorporer une part d'énergies renouvelables (biocarburants, électricité renouvelable pour recharge de véhicules électriques ou hydrogène renouvelable) dans leurs ventes.
- **ZNI** : zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental. Elles comprennent la Corse, certaines îles du Ponant (Sein, Molène, Ouessant et Chausey), la Guyane, la Guadeloupe, la Martinique, Saint-Martin Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon, La Réunion, Mayotte et Wallis et Futuna ; la Polynésie française et la Nouvelle-Calédonie ne sont pas des ZNI.

La présente note

est disponible sur le site internet

de la Cour des comptes : www.ccomptes.fr

LES ENJEUX STRUCTURELS POUR LA FRANCE

NOVEMBRE 2026