

AVRIL 2026

OPTIMISATION DU SOUTIEN PUBLIC AUX ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES ET AU STOCKAGE

Rapport à

Monsieur le Premier ministre

établi par

Jean-Bernard Lévy

Président du Conseil Français de
l'Énergie

Thierry Tuot

Président de section au Conseil d'Etat¹
Président de la section de l'intérieur

Avec l'appui de

Philippe Geiger

Ingénieur Général des Mines
Conseil Général de l'Économie

¹ Les opinions exprimées n'engagent que leur auteur et pas le Conseil d'Etat

SOMMAIRE

INTRODUCTION	4
TABLE DES RECOMMANDATIONS	11
1 Etat des lieux.....	16
1.1 Les dispositifs de soutien à l'électricité photovoltaïque et éolienne en vigueur	16
1.1.1 Deux processus pour obtenir un contrat de soutien public et deux régimes de rémunération	16
1.1.2 Le soutien apporté via le financement des réseaux publics d'électricité est important et mérite d'être aussi pris en compte dans une réflexion sur l'optimisation de la dépense publique	18
1.2 La conjoncture des marchés de l'électricité conduit à une baisse de l'efficacité du soutien public et rend nécessaire un examen des caractéristiques des dispositifs en vigueur.....	18
1.3 Le développement des batteries électrochimiques, une des réponses à l'intermittence	20
2 Recommandations relatives aux installations bénéficiant de contrats de soutien d'ores et déjà signés (le « stock »).....	21
2.1 Rappel des actions passées sur le stock et considérations générales	21
2.2 Mesures atténuant le coût du stock	23
2.2.1 Permettre la renonciation partielle aux pénalités de rupture, notamment en cas de souscription d'un PPA.....	24
2.2.2 A valeur économique inchangée, permettre l'allongement des contrats en permettant dans certains cas l'augmentation de puissance	24
2.2.3 Imposer les surprofits issus des contrats passés ?	25
3 Recommandations relatives à l'évolution des dispositifs de soutien	25
3.1 Faciliter le financement des projets d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque	27
3.2 La suppression des guichets ouverts et de l'obligation d'achat.....	29
3.3 Faire évoluer les modalités des appels d'offres en complément de rémunération	30
3.4 Agir pour réduire le coût des projets	35
3.4.1 La hauteur des éoliennes	35
3.4.2 Evaluer à l'horizon de 3 ans l'apport de l'agrivoltaïsme	37
3.4.3 Accroître la taille des installations et bénéficier des effets d'échelle	37
3.4.4 Technologies : l'éolien flottant, une filière industrielle prometteuse	38
3.4.5 La maîtrise de la spéculation sur le foncier	39

3.5 Le rôle des réseaux dans le déploiement de l'énergie photovoltaïque, de l'énergie éolienne et du stockage d'énergie.....	40
3.5.1 Les taux de réfaction sur les branchements et sur la quote-part des frais d'extension de réseau 41	
3.5.2 La gestion des files d'attente.....	42
3.5.3 Orienter les projets vers les zones où le raccordement est le plus aisé	43
3.6 Accélérer l'instruction des demandes d'autorisation administrative	44
3.7 Réduire l'incertitude contentieuse affectant les projets	48
CONCLUSION.....	51
ANNEXES	52
Annexe 1 : Lettre de mission	53
Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés	56
Annexe 3 : Précisions sur les diverses catégories de soutien public	57
Annexe 4 : Financement du raccordement des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres.....	59
Annexe 5 : Liste des entités et personnes auditionnées.....	61
Annexe 6 : Liste des contributions écrites.....	63
Annexe 7 : Contributions écrites	65

INTRODUCTION

Le rapport que nous a commandé le Premier ministre² s'inscrit dans le cadre fixé par la 3ème programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2026-2035), qui fait elle-même partie de la stratégie française pour l'énergie et le climat.

L'examen auquel il est ici procédé de la charge financière des mesures de soutien public aux énergies renouvelables (ENR) électriques (solaires et éoliennes) et au stockage, ne repose sur aucune opinion explicite ou implicite sur l'intérêt, les mérites ou la nécessité du développement de ces énergies : il résulte de choix politiques qu'il n'appartient pas aux auteurs de commenter et dont la discussion ne relève pas du champ de la mission.

Le but de ce rapport est de contribuer, par des propositions de toute nature, à identifier les moyens d'augmenter le pouvoir d'achat en kW ou kWh de chaque euro versé.

Stagnation de la demande, croissance de l'offre

Le rapport intervient, en matière d'énergie et plus particulièrement d'électricité, dans un contexte qui n'était pas prévu il y a quelques années.

La demande d'électricité en France n'a pas retrouvé le niveau de 2019. De fait, elle stagne depuis plus de 10 ans, et en volume son évolution est donc inférieure à celle du PIB. On peut certes s'en réjouir du fait que les exportations nettes vers nos voisins, qui battent leur record en 2024 et à nouveau en 2025, rapportent chaque année plus de 5 Mds€ à la balance commerciale, et aident l'Europe dans son ensemble à atteindre ses objectifs de décarbonation du système électrique. On peut aussi se réjouir d'y voir des bienfaits mesurables des politiques menées pour maîtriser la consommation d'énergie. En revanche cette stagnation montre un retard très préoccupant dans l'électrification des usages, pourtant indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques et de souveraineté énergétique fixés dans la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), puisque - cas singulier en Europe - notre électricité est bas carbone à 95%.

Cependant, l'offre sur le marché français de l'électricité est en croissance, du fait de l'augmentation des infrastructures éoliennes et photovoltaïques.

En effet, hormis pendant les années 2021-2024, marquées par l'apparition du phénomène de la corrosion sous contrainte dans les centrales nucléaires, puis son traitement, la production d'électricité d'origine nucléaire varie peu : les arrêts longs pour « grand carénage » et la croissance de la « modulation » du fait de la priorité d'injection sur le réseau dont bénéficient les ENR sont quasiment contrebalancés par les améliorations dans la gestion des arrêts de

² Cf. lettre de mission en annexe 1

tranche courants. Nous n'observerons pas non plus de croissance significative, à court/moyen terme, de la production d'origine hydraulique, dont la capacité ne peut augmenter que dans le long terme, et dont la production annuelle est, pour simplifier, indexée sur les précipitations dans les bassins concernés. Mais du fait que les fermetures des quelques centrales résiduelles au charbon sont plus que largement compensées par la vive croissance du parc éolien et solaire, l'offre totale de production d'électricité en France, et ceci est vrai plus généralement en Europe, augmente chaque année. En une vingtaine d'années, et avec une accélération notable depuis 5 ans, a ainsi été construit en France une capacité de fermes éoliennes et solaires supérieure à 50 GW, correspondant en 2025 à 82,5 TWh, soit 15,1 % de la production d'électricité totale de notre pays.

Le déséquilibre constaté chaque année entre l'offre, abondante, et la demande, stagnante, produit trois conséquences. La première est évidemment positive : les prix de gros et de détail en France sont bas, parmi les plus bas d'Europe, nettement plus bas que chez nos trois plus grands voisins. Des prix bas sont favorables aux entreprises et aux particuliers, et à l'attractivité de la France pour les investisseurs potentiels dans les secteurs de l'industrie gourmands en électricité : centres de données, usines de batteries, électrolyseurs et producteurs de carburants décarbonés, décarbonation de sites industriels existants. Cependant cette situation dissuade les entreprises de s'engager dans des contrats d'achats directs d'électricité avec leurs fournisseurs - les « Power Purchase Agreement » (PPA), puisque les prix affichés ces prochaines années sur le marché sont inférieurs à ce que les producteurs sont en mesure de proposer à leurs clients. Toutes les nouvelles installations produisent donc une charge financière supplémentaire pour l'Etat. La troisième conséquence, c'est que l'intermittence de ces ENR crée des difficultés persistantes dans la gestion du système électrique : la « cloche solaire »³ est synonyme, une bonne partie de l'année, de prix négatifs, qui renchérissent la dépense publique pour chaque unité produite ; et comme on l'a hélas vécu en Espagne et au Portugal au printemps 2025, la gestion d'un système électrique dont une grande partie de la production n'est pas pilotable est délicate, car elle entraîne des phénomènes d'instabilité pouvant engendrer des conséquences très graves sur la sécurité d'approvisionnement, ainsi que sur les équipements de production et d'acheminement des électrons. Dans les pays où ces productions sont devenues prépondérantes, on ne peut prévenir ces phénomènes, comme le montre le rapport d'analyse de ENTSO-E sur l'écroulement du réseau espagnol en 2025, que par des investissements additionnels.

Un effort collectif croissant, qui doit gagner en transparence

Le coût complet du soutien pour la collectivité est plus élevé que celui généralement donné, qui ne reflète que les crédits budgétaires de ce soutien au titre de l'Etat. Répétons qu'il ne s'agit pas de juger ces dépenses en tant que telles, mais seulement de faire prendre conscience

³ Voir le glossaire en annexe

que pareille somme d'investissements appelle a minima, comme pour toute politique publique de cette ampleur, deux types de réflexion politique et de débat public.

Le premier doit porter sur la maîtrise collective de ce choix. Quel que soit le niveau de soutien jugé utile, il doit être arrêté consciemment et démocratiquement, puis programmé. La situation actuelle résulte, tout au long des 25 dernières années, d'élan successifs, d'efforts superposés, d'accélération et de ralentissements, dans des approches parcellaires. L'ambition nationale que constitue la politique énergétique, et sa traduction économique en coûts complets, méritent une vision d'ensemble s'appuyant sur une base de données exhaustive et incontestable. Il n'est peut-être pas nécessaire de mettre en place pour le système électrique des instruments de pilotage et de cadrage aussi structurants que les lois organiques sur les lois de finances et sur le financement de la sécurité sociale, ni d'appeler d'emblée à des lois de programmation comme celles des transports, de la justice ou militaire. Dans le cadre des objectifs qu'ils ont arrêtés au sein de la PPE rendue publique par décret du 12 février 2026, les pouvoirs publics doivent cependant élaborer des mécanismes de soutien aux ENR clairs et cohérents dans leur contenu comme dans leurs conséquences. Les filières concernées en seront plus efficaces, et l'acceptabilité des choix effectués sera renforcée.

Le deuxième, nécessairement lié, doit porter sur la justice du financement de l'effort. Porté par le budget de l'Etat, l'effort est aussi équitable que le système fiscal. Porté par divers transferts ou ajustements, ou par des coûts implicites imposés au consommateur final, il prête le flanc aux critiques de son caractère masqué et inéquitable. Une part considérable du soutien public est aujourd'hui assuré sans que ceux qui en assument la charge (les consommateurs, autant personnes morales que personnes physiques) en aient nécessairement conscience, et sans qu'ils y aient consenti par l'intermédiaire de leurs représentants. Cette forme de taxation – user d'un tarif non pas pour un service rendu mais pour financer le soutien économique à certains acteurs – est socialement injuste et économiquement discutable : le soutien à une filière doit-il passer par la dégradation des conditions économiques des consommateurs d'électricité à seule proportion de leur consommation ? Déterminer collectivement qui finance, ou réintégrer ces transferts au budget de l'Etat, outil normal des arbitrages de priorité et d'équité, assurerait une meilleure efficacité de ces politiques publiques.

Recommandation n° 1. *En matière d'énergie et de système énergétique, il revient à la puissance publique d'élaborer et de mettre à la disposition du public une base de données exhaustive et incontestable.*

Parce que les volumes produits d'énergie éolienne et solaire ont particulièrement augmenté ces dernières années et que les prix constatés sur le marché, qui est un marché européen dépendant des prix du gaz naturel, sont inférieurs aux prix garantis aux producteurs de ces énergies, la composante de la CSPE (Charges de Service Public de l'Énergie) qui est la

compensation qui est due par l'Etat aux producteurs, augmente : 2,6 Mds€ pour le photovoltaïque et l'éolien en 2024, 5,3 Mds€ en 2025, 6,8 Mds€ au moins attendus en 2026.

Ces trois dernières années ont vu en outre une accélération des volumes de soutien accordés au travers des guichets ouverts ou des appels d'offres, ce qui implique dans les prochaines années, une fois ces projets construits, un volume de production renouvelable éolienne et solaire toujours en croissance rapide. Dans nombre de scénarios, et malgré l'expiration prochaine de contrats d'obligation d'achats très coûteux remontant aux premières années du dispositif, les soutiens publics budgétaires aux renouvelables éoliens et solaires pourraient dans les 5 années qui viennent atteindre, voire dépasser, une charge annuelle de 10 Mds€ pour l'Etat. De plus, la volatilité des prix constatés jour après jour sur la bourse européenne des prix de l'électricité crée des difficultés structurelles à prévoir cette dépense, ce qui en complique la gestion par le gouvernement et le Parlement.

Les solutions à la main de l'Etat sont nombreuses

Le Premier ministre nous a demandé en décembre 2025 de « repenser les soutiens publics aux énergies renouvelables électriques et au stockage d'électricité ». Le présent rapport se concentre, ainsi qu'il a été précisé lors de l'annonce de notre mission, sur les filières de l'éolien et du solaire et sur les moyens de stockage que sont les batteries électrochimiques. Nous traitons aussi exclusivement de la situation dans l'Hexagone, hors Corse et collectivités d'outre-mer, dont la spécificité géographique impose d'autres dispositifs.

La solution de la difficulté actuelle, « la soutenabilité financière du soutien de l'Etat afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du pays », ne passe pas uniquement, ni même principalement, par « l'optimisation des soutiens publics » à ces énergies. Pour rapprocher, voire rééquilibrer, la demande et l'offre, il est impératif d'augmenter et de rendre plus flexible la demande en électricité, ce qui passe en premier lieu par un transfert d'usage des autres énergies vers l'électricité : les énergies utilisées dans le transport individuel et collectif, le chauffage, l'industrie, le BTP, l'agriculture sont encore très largement des énergies fossiles, presque entièrement importées et très émettrices en gaz à effet de serre.

Ce transfert des usages, bénéfique tant pour le climat que pour notre souveraineté, nous semble au moins aussi prioritaire que les mesures d'optimisation que nous préconisons. Les dispositions législatives ou réglementaires à prendre pour assurer cet objectif d'électrification doivent inclure une remise à plat de la fiscalité et de la dépense publique applicables aux différentes formes d'énergies et contraires aux objectifs économiques et climatiques poursuivis : à titre d'exemples, la fiscalité des accises favorise encore aujourd'hui le gaz naturel par rapport à l'électricité ; il subsiste de nombreuses subventions ou exonérations de taxes en faveur de certaines catégories de consommateurs d'énergies fossiles ; à l'inverse il a été mis en œuvre de nombreuses taxes sur les productions d'énergie décarbonées, et en particulier sur

les énergies renouvelables, qui là aussi ne sont pas cohérentes avec les politiques publiques poursuivies en matière d'optimisation de la dépense et de climat.

Le rééquilibrage de la demande et de l'offre d'électricité passera aussi de manière déterminante par la flexibilité de la demande. A ce titre, le développement du stockage est loin d'être la seule solution. Il convient donc d'encourager la croissance des possibilités d'effacement que RTE pilote, et de poursuivre dès que possible la généralisation des heures creuses de journée, qui devrait apporter des bénéfices significatifs aux consommateurs et au système électrique. On pourrait aussi, dans l'important domaine des tarifs, s'inspirer des pays scandinaves et de la Grande-Bretagne, où l'on trouve des « tarifications dynamiques » permettant de rapprocher la courbe de charge de l'offre effective d'électricité. On pourrait enfin s'interroger sur les bénéfices ou inconvénients d'une extension des interconnexions électriques avec nos voisins, qui sont susceptibles, au moins pour certaines, d'amplifier les périodes de prix bas ou négatifs et en conséquence de faire croître les contributions de la CSPE aux producteurs éoliens et solaire ; nous pensons donc utile que l'Etat questionne la doctrine française a priori favorable à la multiplication des interconnexions. Il en est de même en ce qui concerne les effets des systèmes européens d'échange de quotas d'émission (ETS), qui influencent les échanges aux frontières et en conséquence le niveau de prix observé sur le marché de gros français. Les règles qui président à l'autoconsommation collective ont également une influence sur la flexibilité de la demande.

En résumé, nous nous devons de souligner que l'Etat dispose via la fiscalité et la flexibilité de la demande de moyens permettant de modérer, voire d'éviter la croissance de la dépense de CSPE. Mais comme ces moyens d'action ne portent pas sur les technologies objet du rapport (éolien, solaire, stockage), nous ne les évoquerons plus dans le rapport.

Notre réflexion s'appuie sur les données économiques (résultats d'appels d'offres, calculs de coûts, détermination des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité - TURPE - pour le transport et la distribution) que fournit la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Mais l'impact économique et financier du développement des énergies solaires et éoliennes ne se borne pas à l'effort apparent résultant des appels d'offres et des guichets ouverts, et nous avons pris pour règle de traiter d'autres aspects, résumés ci-dessous.

L'impact du développement des ENR comprend également les dépenses à la charge des consommateurs via les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, principalement pour le raccordement des nouvelles installations et le renforcement des réseaux. Il comprend aussi d'autres dépenses publiques consacrées à la filière telles que les dépenses fiscales et le coût d'administration du soutien.

Dans l'analyse des coûts à la charge des porteurs de projets d'ENR figurent au premier rang les délais de mise en service : souvent les durées d'instruction et de sécurisation juridique des

projets sont supérieures aux durées de construction. Or la puissance publique dispose de compétences très larges qui déterminent le moment où l'investissement devient possible pour le porteur de projet. Pour ce dernier, la réduction des délais d'instruction et de purge des contentieux sur les autorisations est synonyme de réduction des coûts directs et de réduction du coût du capital. Une telle approche centrée sur l'investisseur permet aussi de minimiser le taux d'échec des projets disposant d'un complément de rémunération garanti par l'Etat, taux aujourd'hui élevé.

Les porteurs de projets ENR et leurs représentants estiment unanimement qu'il y a depuis des années et encore aujourd'hui un écart de 10 à 20 €/MWh entre les coûts des projets en France et les coûts des projets dans les pays voisins appartenant à l'Union européenne. Les résultats des appels d'offres étrangers dont la mission a eu connaissance ne contredisent pas cette appréciation et ni les différences d'ensoleillement et de ventosité, ni les différences de conception des appels d'offres ne nous semblent pouvoir expliquer de tels niveaux d'écart. Il nous apparaît indispensable de mieux évaluer et de maîtriser l'impact financier de l'accumulation des multiples obstacles propres à notre pays, parmi lesquels l'ampleur des réglementations en matière civile et militaire, les limites imposées à l'usage du foncier, la mise en œuvre particulière, et parfois différente d'un territoire à l'autre, du cadre national et communautaire, le nombre d'intervenants dans les processus administratifs (et les injonctions contradictoires qu'ils peuvent recevoir ou émettre), les délais excessifs dus à la complexité des circuits de délivrance des autorisations et de gestion des contentieux, l'extrême frilosité devant l'invocation du principe de précaution.

L'enjeu est considérable : sur la base de la production actuelle, des installations aussi compétitives que celles de nos voisins réduiraient de plus d'un milliard d'euros les soutiens publics directs chaque année, et à l'horizon de la PPE de plus de deux milliards - et permettraient peut-être même à cet horizon un basculement des nouvelles installations ENR dans un régime sans aucun soutien public.

Nous formulons donc le vœu que notre rapport ait aussi pour vertu d'alerter les décideurs publics, au niveau national comme au niveau local, sur le choix qu'ils ont de placer le sujet comme une priorité des politiques publiques qu'ils ont à mener ou à arbitrer, en toute responsabilité.

Par ailleurs, des modalités techniques et financières, que la puissance publique pourrait pourtant optimiser, jouent également un rôle majeur dans les calculs économiques conduisant les porteurs de projet aux réponses aux appels d'offres : d'une part des limitations physiques dans les caractéristiques des projets soutenus, qui empêchent de tirer le meilleur des technologies disponibles et accroissent leur coût de revient ; et d'autre part des mécanismes d'allocation des risques et des financements qui ont des effets inflationnistes sur ces mêmes coûts.

Quelques points de méthode, et des remerciements

Nous ne sommes pas en mesure de fournir des évaluations détaillées des recommandations que nous formulons, ni dans leur ensemble, ni individuellement. Cela est dû à la fois à la très grande imbrication des différents sujets entre eux et au manque de temps et de moyens dont la mission a disposé. Il reviendra aux experts de l'Etat concernés, principalement à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), de procéder à des simulations permettant de mesurer les conséquences économiques de nos préconisations.

Nos recommandations sont de deux natures. Celles qui figurent en caractères italiques sont celles dont nous pensons qu'elles peuvent être mises en œuvre rapidement, par voie réglementaire, éventuellement avec une courte concertation avec les parties concernées. Celles qui figurent en caractères normaux sont à nos yeux plus complexes, soit qu'elles nécessitent une évolution de la loi française et/ou une notification aux autorités communautaires, soit qu'elles demandent une évaluation longue et précise, une concertation plus complète ou encore la construction de mécanismes plus lourds.

Nous avons retenu une liste de recommandations souvent inspirées par les propositions que nous avons reçues des différentes parties prenantes. Mais lors de l'exposé des recommandations dans le rapport, nous ne faisons jamais référence à l'origine de nos prises de position, qui n'engagent que les auteurs du rapport.

Nous remercions toutes les institutions publiques et privées et toutes les personnes physiques qui ont été auditionnées (cf. annexe 5) ; elles nous ont fourni des informations essentielles au sein de conversations toujours sincères. La quasi-totalité d'entre elles, ainsi que certaines qui n'ont pas pu être auditionnées et que nous remercions également, nous ont adressé des contributions écrites. Avec leur accord, ces contributions écrites figurent in extenso en annexe 7.

Nous remercions tout particulièrement les équipes de la DGEC et de la CRE, avec lesquelles nous avons conduit plusieurs ateliers de travail et échangé tout au long de la construction du rapport.

Notre gratitude est immense envers Philippe Geiger, Ingénieur Général des Mines au Conseil Général de l'Economie. Son apport a été essentiel et la qualité de ses conseils n'a d'égale que sa parfaite connaissance du secteur de l'énergie français et européen.

*

* *

TABLE DES RECOMMANDATIONS

Guide de lecture :

- L'ordre dans lequel sont récapitulées ci-dessous les recommandations du rapport ne correspond pas à une hiérarchisation de leur importance mais simplement à leur ordre d'apparition au fil des constats et analyses du rapport ;
- Les recommandations qui figurent en caractères italiques sont celles dont nous pensons qu'elles peuvent être mises en œuvre relativement rapidement. Celles qui figurent en caractères normaux sont à nos yeux plus complexes.

Recommandation n° 1.	<i>En matière d'énergie et de système énergétique, il revient à la puissance publique d'élaborer et de mettre à la disposition du public une base de données exhaustive et incontestable.</i>	6
Recommandation n° 2.	Consolider la recette par l'Etat du traitement des contrats solaires coûteux dits « S6-S10 ».....	23
Recommandation n° 3.	Adopter une disposition législative permettant des ajustements aux pénalités de rupture prévues dans les contrats en vigueur, notamment en cas de souscription d'un PPA.....	24
Recommandation n° 4.	A valeur économique inchangée, permettre l'allongement des contrats en autorisant l'augmentation de puissance.	25
Recommandation n° 5.	<i>L'Etat a l'opportunité de couvrir sur les marchés de l'électricité les engagements qu'il a pris au titre des ENR et peut en déléguer l'optimisation, après appel d'offres, à une ou plusieurs entreprises spécialisées dans les échanges sur les marchés de gros de l'électricité.</i>	26
Recommandation n° 6.	Mettre à l'étude l'utilisation d'une partie des fonds d'épargne de la CDC pour diminuer les intérêts servis aux prêteurs lors du financement des projets d'éolien maritime et des plus compétitifs des projets d'éolien terrestre et de photovoltaïque au sol.	28
Recommandation n° 7.	<i>Au moment de la sortie des obligations d'achat des installations les plus anciennes, faciliter la mise en place de PPA grâce à un régime assurantiel piloté par l'Etat.</i>	28

- Recommandation n° 8.** *Elargir et assouplir le mécanisme de mutualisation des risques assuré par BPI France en faveur des producteurs qui signent des PPA avec des consommateurs..... 28*
- Recommandation n° 9.** *Mettre à l'étude la facilitation par l'Etat de contrats PPA entre producteurs d'ENR et consommateurs cherchant à se couvrir sur la moyenne période, l'Etat assurant la syndication et la prise de risque au-delà de la première période d'engagement des utilisateurs finaux. 29*
- Recommandation n° 10.** *Mettre fin au guichet ouvert et au rachat administré du surplus pour les nouvelles installations photovoltaïques en toiture..... 30*
- Recommandation n° 11.** *Baisser à 5,5% le taux de TVA applicable aux batteries jusqu'à 100 kWh. 30*
- Recommandation n° 12.** *Rendre éligible au prêt à taux zéro, dans les mêmes conditions de ressources que pour l'achat d'un logement, l'achat de panneaux solaires jusqu'à 36 kVA, et maintenir l'aide à l'investissement. Étendre cette faculté aux installations combinant photovoltaïque et batterie jusqu'à 100 kWh..... 30*
- Recommandation n° 13.** *Mettre fin au guichet ouvert et au rachat du surplus pour les « petites fermes éoliennes terrestres »..... 30*
- Recommandation n° 14.** *Généraliser progressivement les appels d'offres « neutres ».33*
- Recommandation n° 15.** *Modifier le calcul du prix « M0 », en adoptant, toutes filières confondues, une référence nationale sur 24 heures, moyennée sur le mois, en éliminant les prix négatifs. 33*
- Recommandation n° 16.** *Laisser les batteries soutirer sur le réseau en toutes circonstances. 33*
- Recommandation n° 17.** *Réévaluer à la hausse la limite de 17 MW pour la somme des puissances respectives injectables depuis les ENR et les batteries dans les installations « hybrides » raccordées en mode HTA..... 33*
- Recommandation n° 18.** *Généraliser le double comptage des installations « hybrides » et maintenir le paiement du complément de rémunération sur la seule production locale..... 33*

- Recommandation n° 19.** *Elargir jusqu'aux installations de 1 MW ou plus l'arrêt de l'injection en cas de prix négatifs. 33*
- Recommandation n° 20.** *Augmenter à 300 heures la franchise annuelle pour prix négatifs et ajouter une franchise quotidienne de 2 heures..... 33*
- Recommandation n° 21.** *Etudier le maintien partiel ou la suppression de la prime pour prix négatifs, et dans une première étape la réduire de moitié. 33*
- Recommandation n° 22.** *Supprimer les plafonds annuels de 1500 heures ou 1200 heures pour les installations photovoltaïques..... 34*
- Recommandation n° 23.** *Etudier la mise en œuvre d'une bonification pour les projets combinant l'investissement en ENR et l'électrification d'installations dépendant du même maître d'ouvrage.... 34*
- Recommandation n° 24.** *Approfondir puis expérimenter sur un appel d'offres la mise en place d'un complément de rémunération « normatif »... 35*
- Recommandation n° 25.** *Réguler avec agilité les prix plafonds des appels d'offres en tenant compte des multiples contraintes pour le système électrique et pour les professions concernées. 35*
- Recommandation n° 26.** *Concentrer les appels d'offres sur un nombre plus limité d'instances. 35*
- Recommandation n° 27.** *Vérifier la pertinence des règles nationales en matière de hauteur des éoliennes par une étude comparative internationale pour prévenir tout contentieux fondé sur l'unité du marché européen... 37*
- Recommandation n° 28.** *Mettre en œuvre une solution expérimentale de radar de compensation, à installer d'ici fin 2027. 37*
- Recommandation n° 29.** *Stabiliser jusqu'à fin 2028 les mécanismes de soutien à l'agrivoltaïsme et en faire un bilan au premier trimestre 2029. 37*
- Recommandation n° 30.** *Supprimer le plafond de 250 MW s'appliquant au cas « 2 bis » des appels d'offres photovoltaïques. 37*
- Recommandation n° 31.** *Affirmer la priorité donnée aux installations de grande taille. 38*

- Recommandation n° 32.** *Adapter les programmes de construction des fermes éoliennes en mer à la maturité des filières, donc donner la priorité, mais non l'exclusivité, à l'éolien posé..... 39*
- Recommandation n° 33.** *Mettre en œuvre les mesures législatives et réglementaires permettant de limiter les excès de la spéculation immobilière sur les terrains propices à l'installation d'ENR (plafonnement des prix, droit de préemption, politique de maîtrise foncière)..... 40*
- Recommandation n° 34.** *Pour le raccordement des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, réduire et harmoniser les taux de réfaction, en abaissant les taux pour les plus petites installations et en lissant les évolutions des taux en fonction des puissances, afin d'éviter les effets de seuil actuels. 42*
- Recommandation n° 35.** *Optimiser la gestion des files d'attente des gestionnaires de réseaux par des critères d'intérêt général permettant de sortir de la règle « premier arrivé, premier servi ». 43*
- Recommandation n° 36.** *Mettre en place un tarif remboursable d'inscription dans les files d'attente de raccordement aux réseaux..... 43*
- Recommandation n° 37.** *Faire publier par les gestionnaires de réseau une cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives. 44*
- Recommandation n° 38.** *Etudier la possibilité de créer, sous forme de service à compétence nationale, un centre support appuyant les instructions maintenues au niveau local..... 45*
- Recommandation n° 39.** *Adopter sous la signature du Premier ministre des lignes directrices harmonisant les conditions d'instruction dans les principaux domaines de protection de la nature (biodiversité, paysages, eau ...). 46*
- Recommandation n° 40.** *Privilégier le rééquipement des parcs existants et faciliter l'augmentation de puissance sur place..... 47*
- Recommandation n° 41.** *Réformer le mode de fonctionnement de l'autorité environnementale au plan local pour ne pas doubler l'instruction. 47*

- Recommandation n° 42.** Permettre à l'Etat de réaliser en son sein l'instruction des autorisations pour des parcs de grande taille, en particulier pour l'éolien maritime, avant de les mettre en compétition via appel d'offres. 48
- Recommandation n° 43.** *Attribuer la compétence pour le contentieux des éoliennes terrestres, des parcs PV et des parcs de batterie à une seule Cour Administrative d'Appel..... 49*
- Recommandation n° 44.** Permettre une purge contentieuse limitant dans le temps l'invocabilité des moyens de forme. 50
- Recommandation n° 45.** Prévoir dans les 3 mois qui suivent l'adoption de chaque PPE un réexamen des bonnes pratiques en matière d'optimisation des soutiens publics.....51

1 ETAT DES LIEUX

1.1 *Les dispositifs de soutien à l'électricité photovoltaïque et éolienne en vigueur*

1.1.1 Deux processus pour obtenir un contrat de soutien public et deux régimes de rémunération⁴

En France, le soutien public aux investissements dans de nouvelles installations de production électrique éolienne et photovoltaïque repose principalement sur un engagement de la puissance publique à garantir, pendant 20 ans en général, une rémunération de l'électricité produite cohérente avec l'investissement consenti.

Cet engagement se traduit par un contrat signé entre l'exploitant de l'installation et une contrepartie mandatée par l'Etat. Suivant la taille et la nature des installations envisagées, ces contrats peuvent être proposés de manière automatique ou à l'issue d'une mise en concurrence : on parle alors, respectivement, de **guichet ouvert** ou **d'appel d'offres**.

Selon les cas, les contrats peuvent par ailleurs prévoir deux régimes de rémunération :

- **L'obligation d'achat (OA)** : dans ce régime, le contrat est un contrat de vente de l'électricité produite, conclu entre le producteur et l'acheteur obligé qui est, le plus souvent, une filiale d'EDF régie par des dispositions spécifiques. Sur la totalité de la durée du contrat, chaque unité d'électricité injectée sur le réseau est rachetée à un tarif fixe, déterminé au moment de la signature.
- **Le complément de rémunération (CR)** : ce régime vise une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché. Dans ce cas, le contrat n'est pas un contrat d'achat de l'électricité produite mais un contrat financier, qui prévoit une prime variable pour chaque unité d'électricité produite. Le producteur vend par lui-même⁵ son électricité sur le marché de gros. Pour chaque unité d'électricité produite sur chaque période convenue⁶, l'Etat verse ensuite au producteur une prime égale à la différence entre le prix que ce producteur avait proposé dans le cadre de l'appel d'offres et un prix de marché de référence « M0 » calculé par l'Etat sur cette période⁷. Le producteur est donc incité à optimiser sa production en fonction des prix qu'il constate en la vendant.

⁴ Quelques précisions sont données dans l'annexe 3 au présent rapport.

⁵ Ou via un agrégateur

⁶ Sur chaque mois, en règle générale

⁷ Les installations sous CR sont par ailleurs tenues de s'arrêter en cas de prix négatifs et bénéficient de primes spécifiques dans cette situation.

Les caractéristiques des dispositifs publics de soutien aux énergies éoliennes et photovoltaïques ont connu diverses évolutions importantes au cours des dernières années en France, en particulier :

- La réduction de l'usage de l'obligation d'achat au profit du complément de rémunération ;
- La réduction de l'usage des guichets ouverts au profit des appels d'offres ;
- Dans les guichets ouverts, l'intensification du pilotage des tarifs proposés dans le but de mieux maîtriser les volumes ;
- Dans les appels d'offres, le développement de diverses indexations du prix retenu, afin de tenir compte de l'inflation des coûts des producteurs entre le moment où ils répondent à l'appel d'offres et le moment où ces coûts sont effectifs.

Le tableau ci-dessous indique, en fonction de la nature et de la puissance des installations, à quel régime de rémunération et à quel processus d'obtention des contrats recourent les divers dispositifs de soutien public en début d'année 2026.

Plage de puissance électrique (MW)	Photovoltaïque sur bâtiment et ombrière	Photovoltaïque au sol ⁸	Eolien terrestre	Eolien en mer
0 – 0,1	Guichet ouvert et obligation d'achat		Guichet ouvert et complément de rémunération ⁹	Appels d'offres et complément de rémunération
0,1 – 0,5	Appels d'offres et complément de rémunération			
Plus de 0,5		Appels d'offres et complément de rémunération	Appels d'offres et complément de rémunération	

Tableau 1 - Dispositifs de soutien en vigueur en France métropolitaine continentale début 2026 : processus de sélection et régime de rémunération en fonction de la nature et de la puissance des installations soutenues

(source : DGEC, 2025)

⁸ Pour les projets photovoltaïques au sol, aucun dispositif en vigueur ne finance les puissances inférieures à 0,5 MW.

⁹ Pour l'éolien terrestre, l'accès au guichet ouvert est limité aux projets caractérisés notamment par un nombre de mats limités et de faibles puissances. En pratique, ce guichet est très peu utilisé.

1.1.2 Le soutien apporté via le financement des réseaux publics d'électricité est important et mérite d'être aussi pris en compte dans une réflexion sur l'optimisation de la dépense publique

Le soutien public aux projets de production d'électricité renouvelable ne se limite pas aux contrats évoqués dans la partie précédente. Ce soutien passe aussi par la prise en charge d'une partie des frais de raccordement de ces installations aux réseaux publics d'électricité. Cette part prise en charge est mutualisée et facturée à l'ensemble des utilisateurs du réseau public. In fine, elle est donc payée par les consommateurs d'électricité au travers des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

Pour ce qui concerne les projets d'installations éoliennes en mer, la totalité des frais de raccordement est prise en charge par le TURPE. Selon la CRE, le raccordement des parcs éoliens en mer a vu ses coûts augmenter fortement et pourrait représenter environ 40 % du coût total de la filière pour les parcs suivants, soit de l'ordre de 2 milliards d'euros par GW installé.

Pour ce qui concerne les projets d'installations photovoltaïques et éoliennes terrestres¹⁰, la prise en charge des frais de raccordement (dite « réfaction ») varie grandement selon le type de raccordement au réseau, selon la puissance et selon la nature des frais (ouvrage propre ou extension de réseau en amont). Elle peut être nulle pour certains types d'installations (au-dessus de 5 MW) ou représenter jusqu'à 12% du coût total de la filière (cas des installations photovoltaïques inférieures à 250 kWc).

Ainsi, du fait de diverses décisions prises depuis 20 ans, les modalités de financement des raccordements apparaissent aujourd'hui hétérogènes et peu lisibles.

Il apparaît en tous les cas important de tenir compte de ces financements dans une perspective d'optimisation des soutiens publics, bien qu'il ne s'agisse pas de dépenses relevant du budget de l'Etat.

1.2 La conjoncture des marchés de l'électricité conduit à une baisse de l'efficience du soutien public et rend nécessaire un examen des caractéristiques des dispositifs en vigueur

Comme indiqué plus haut, les dispositifs de soutien en vigueur en France visent à garantir au producteur un revenu cohérent avec l'investissement consenti. Ils conduisent donc à faire porter par l'Etat le risque d'évolution des prix sur les marchés de gros de l'électricité au moment où l'installation produit : le coût du soutien public augmente lorsque les prix du marché de gros diminuent¹¹.

¹⁰ Quelques précisions sur ce sujet sont données dans l'annexe 4 au présent rapport.

¹¹ A l'inverse, le coût du soutien aux énergies renouvelables se réduit quand les prix de marché augmentent. En cas de prix très élevés, comme pendant la crise énergétique de 2022-2023, les dispositifs en place peuvent même conduire l'Etat à enregistrer des recettes.

Or, depuis la fin de la crise énergétique des années 2022-2023, le système électrique national est caractérisé par une consommation stagnante et une production de plus en plus abondante, ce qui a conduit à une baisse importante des prix de l'électricité sur les marchés de gros. Cette situation, certes bénéfique pour les consommateurs français d'électricité et favorable aux investissements d'électrification, a aussi pour effet une augmentation importante du montant du soutien public aux ENR.

L'impact sur les dépenses de l'Etat est d'autant plus important que la baisse des prix se concentre, en règle générale, sur les heures de production des énergies renouvelables intermittentes. Les experts qualifient de « cannibalisation » ce phénomène de décroissance des revenus de la vente de l'électricité éolienne et photovoltaïque sur le marché, au fur et à mesure de la croissance des capacités de production de ces mêmes filières. Les installations photovoltaïques, par exemple, ont des profils temporels de production très similaires sur de grandes parties du territoire. En l'absence de consommation de même profil, les prix de marché de l'électricité peuvent, pendant les heures d'ensoleillement important, baisser fortement, voire s'annuler et devenir négatifs, malgré la modulation à la baisse des autres moyens de production électrique¹².

Bien entendu, l'électrification progressive de l'économie française, nécessaire pour réduire notre dépendance aux importations d'énergie fossiles comme pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre, ainsi que la flexibilisation tout aussi nécessaire des consommations, toutes deux encouragées par les baisses de prix de l'électricité, devraient permettre, à terme, de limiter l'ampleur de ces phénomènes et réduire le coût du soutien public.

Nous considérons néanmoins que le rythme de ces évolutions du système énergétique sera incertain pendant les toutes prochaines années et que, dans l'intervalle, il est nécessaire :

- De s'assurer qu'aucune caractéristique en vigueur des dispositifs de soutien aux ENR ne conduira à amplifier involontairement les phénomènes de cannibalisation ;
- De s'interroger sur les ajustements possibles de ces dispositifs, et des dispositifs encadrant le développement du stockage d'énergie (voir plus loin), qui permettront de contrebalancer ce phénomène.

La mission n'a pas examiné de manière approfondie divers autres impacts de la surabondance d'électricité (effets macro-économiques des niveaux de prix de l'électricité et de leur volatilité, modulation des autres équipements de production, stabilité des réseaux électriques, ...), qui, en introduisant d'autres recettes et d'autres dépenses, pourraient affecter ses considérations relatives à l'efficacité du soutien public aux énergies renouvelables. Elle a considéré que la

¹² Les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité prévoient que les installations éoliennes et photovoltaïques, ayant un coût marginal technique proche de zéro, sont prioritaires : les autres moyens de production sont réduits en premier lieu en cas d'insuffisance de la demande d'électricité.

prise en compte de ces autres impacts ne remettrait pas en cause ses recommandations, voire les renforcerait.

1.3 Le développement des batteries électrochimiques, une des réponses à l'intermittence

Le système électrique s'appuie, et devra s'appuyer de plus en plus, sur un « bouquet de flexibilités » pour pallier la variabilité de l'éolien et du solaire. Cela inclut :

- La flexibilité de la demande, qui peut s'appuyer sur une politique tarifaire adaptée et sur un pilotage automatisé des équipements ;
- Le stockage de la chaleur, via les ballons d'eau chaude sanitaire ou le stockage thermique industriel ;
- L'hydroélectricité et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui constituent la forme de stockage la plus mature et la plus significative pour gérer des cycles rapprochés ;

Sans contester l'intérêt, voire le caractère incontournable, du renforcement de ces diverses flexibilités¹³, la mission s'est concentrée sur l'examen d'une technologie particulière, dont les prix ont beaucoup baissé et qui présente de fortes synergies avec les énergies renouvelables électriques et en particulier avec l'énergie photovoltaïque : les batteries électrochimiques.

Environ 1,5 GW de batteries stationnaires étaient raccordés au réseau fin 2025. Actuellement, ces batteries se rémunèrent essentiellement en offrant à RTE des services pour assurer l'équilibre national du système électrique en temps réel¹⁴. En revanche, leur emploi pour améliorer l'insertion locale des énergies renouvelables électriques dans le système électrique (décalages de production en participant directement au marché « spot ») est actuellement modeste, même s'il est en croissance.

Un grand nombre de projets de sites de batteries connectées au réseau existent en France (près de 15 GW en file d'attente de demande de raccordement à RTE à fin 2025), mais leur mise en service effective dépend aujourd'hui de l'offre de services systèmes, qui pourraient saturer à un niveau proche de 2 GW, et surtout de l'écart infra-journalier des prix, qui n'est pas aujourd'hui aussi élevé en France que chez nos voisins, ce qui explique un développement plus rapide chez ces derniers. Nous estimons qu'il est indispensable de lever les obstacles qui pourraient nuire au développement des synergies entre les batteries électrochimiques et les énergies renouvelables électriques, afin de permettre aux projets ayant un sens économique, y compris les projets « hybrides » (c'est à dire combinant dans une même installation une production ENR et une capacité de stockage), de se développer et dans l'objectif d'augmenter

¹³ On pourrait aussi citer l'usage éventuel, à terme, du vecteur hydrogène au travers de dispositifs de type « *Power to gas* » ou même « *Power to gas to power* ».

¹⁴ Il s'agit des « services systèmes », dispositifs de réserves primaire et secondaire, pilotés et financés par le gestionnaire du réseau de transport RTE

l'efficacité du soutien public à ces énergies. A nos yeux, les effets d'un trop grand nombre de projets hybrides dont les stockages pourraient se « cannibaliser » ne seront pas un risque pour les porteurs de projets avant la prochaine décennie, vu l'ampleur actuelle des effets néfastes de la cloche solaire.

2 RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX INSTALLATIONS BENEFICIAINT DE CONTRATS DE SOUTIEN D'ORES ET DEJA SIGNES (LE « STOCK »)

2.1 Rappel des actions passées sur le stock et considérations générales

A l'origine de la mission ayant conduit au présent rapport est un constat largement partagé de caractère difficilement supportable et justifiable du coût des divers mécanismes de soutien aux ENR électriques. Peu de mécanismes ont été mis en place en ayant une vision claire de leur coût futur et les conditions de marché observées au fil des années n'avaient pas été anticipées, ou pas avec l'ampleur constatée.

Le législateur a tenté ces dernières années de remédier aux effets les plus nocifs pour les finances publiques de certaines dispositions, en corrigeant les règles relatives à certains dispositifs. Ces mesures ont à peu près épuisé leur effet. D'autres sont concevables mais leur impact ne sera pas considérable. Il n'est pas envisagé d'évolutions plus radicales que les quelques ajustements proposés ci-après, relevant plus largement de la négociation que de mesures unilatérales, celles-ci nous paraissant devoir être écartées pour deux ordres de raison.

- En premier lieu, celles tenant aux exigences juridiques de valeur tant constitutionnelle que conventionnelle. La jurisprudence du Conseil constitutionnel n'admet pas qu'il soit porté atteinte par la loi à l'exécution des contrats en cours, ni pour le passé, ni même pour l'avenir, sans un motif suffisant d'intérêt général. Il l'a énoncé en particulier dans le domaine du soutien aux ENR dans sa décision 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025. L'article 230 de la loi de finances pour 2024 avait en effet modifié les articles L 311-12 et L 314-18 du code de l'énergie, aux termes desquels, lorsqu'un producteur bénéficiait d'un contrat pour différence (par lequel en fonction d'un tarif l'Etat verse au producteur un complément si son prix de vente est inférieur au tarif, et au contraire le producteur reverse à l'Etat le surplus perçu si son prix de vente est supérieur au tarif, mais alors dans la limite des sommes antérieurement perçues au titre de ce contrat), le reversement à l'Etat était dé plafonné. Au visa des articles 4 et 16 de la Déclaration des Droits de l'Homme, le Conseil constitutionnel a rappelé sa jurisprudence et en a déduit qu'en portant atteinte à un élément essentiel des contrats en cours, ces dispositions portaient atteinte au droit au maintien des conventions légalement conclues. Il s'est ensuite assuré que l'atteinte en cause reposait bien sur un objectif d'intérêt général. Celui visé ici était d'éviter au consommateur les effets préjudiciables d'une hausse excessive du prix de l'électricité, résultant d'une augmentation des prix de marché, imprévisible lors de la conclusion des contrats, et le Conseil constitutionnel a dès lors validé l'objectif poursuivi. Il a cependant constaté que le dé plafonnement des remboursements était

intégral, pérenne et inconditionnel, interdisant pour l'avenir aux producteurs concernés tout gain de marché même raisonnable et ne constituant pas un effet d'aubaine imprévu. Il a donc finalement jugé l'atteinte excessive et censuré les dispositions en cause.

- Cette jurisprudence bien établie trouve son pendant en droit européen, en application du 1 de l'article 1 du premier protocole de la Convention Européenne des Droits de l'Homme. Un contrat ferme de long terme peut être regardé comme un « bien », au sens de la convention, et le modifier après sa conclusion est donc équivalent à une réglementation de l'usage de la propriété, qui peut être regardée comme une ingérence dans l'exercice du droit de propriété. La Cour contrôle la proportionnalité de cette ingérence au regard de l'utilité publique invoquée, la loi devant assurer un « juste équilibre » entre les droits fondamentaux et l'utilité publique. On voit que par un raisonnement différent un même résultat est obtenu.
- En généralisant cette approche, on constate que la voie d'action, pour limiter le coût des engagements passés, est très étroite. En premier lieu, le législateur – qui détient seul la compétence pour intervenir en la matière – doit viser un intérêt général – et celui tenant au développement des énergies renouvelables étant établi, il faut énoncer un intérêt général plus puissant encore, qui ne saurait en général être de nature purement financière (tenant par exemple à l'intérêt de faire des économies). Il faut ensuite viser des circonstances imprévisibles pour établir l'anormalité de la situation à corriger. Depuis la crise énergétique déclenchée par la guerre en Ukraine, il n'est plus possible de considérer que des prix anormalement élevés ou des épisodes de prix négatifs étaient imprévisibles comme on pouvait encore le soutenir pour les contrats conclus avant 2022. Enfin, les mesures prises doivent, si une atteinte est possible, être mesurées.
- C'est bien ce qu'a accompli le législateur en adoptant la loi de finances pour 2026, en instituant à nouveau un déplafonnement des reversements dans le cadre des contrats de soutien, déplafonnement certes total, mais ne portant que sur les sommes supérieures à un prix seuil (fixé chaque année par arrêté pris sur avis de la CRE) correspondant à un prix raisonnablement anticipable lors de la conclusion du contrat. Le mécanisme organise donc le reversement des surprofits dus à un effet d'aubaine, sans détruire la rentabilité normale du contrat comme le mécanisme auparavant censuré. Il est de ce fait sans doute conforme à la Constitution (en examinant la loi de finances le Conseil constitutionnel n'a pas soulevé d'office une inconstitutionnalité, même si ce silence ne peut être interprété comme une validation).
- La loi de finances pour 2025 donne l'opportunité aux acheteurs obligés de demander l'arrêt des installations sous obligation d'achat de puissance supérieure ou égale à 10 MW en cas de prix négatifs. La loi de finances pour 2026 abaisse ce seuil à 1 MW. Comme

indiqué dans la partie 3.3, la mission recommande la mise en œuvre de ces dispositions dès que possible pour les installations anciennes et nouvelles.

- Un mécanisme analogue, partiellement rétroactif, vise à plafonner les surprofits engrangés par d'anciennes installations photovoltaïques – dont les contrats dits « S6-S10 » reposaient sur des tarifs prenant en compte des coûts d'investissements initialement élevés que la baisse des coûts a rendu obsolètes, entraînant là aussi des effets d'aubaine pour certains producteurs. Le mécanisme repose sur un écrêtement, entraînant un reversement des aides excessives au-delà d'un plafond assurant une rémunération raisonnable. La solidité juridique du mécanisme n'a pas encore été confirmée par une décision juridictionnelle. Nous recommandons une résolution rapide du sujet.

Recommandation n° 2. Consolider la recette par l'Etat du traitement des contrats solaires coûteux dits « S6-S10 ».

- En deuxième lieu, la principale aide que demande aujourd'hui le secteur est celle d'une politique de soutien certes mesurée – les acteurs de la filière comprennent la nécessaire rigueur dans l'utilisation des deniers publics – mais avant tout stable, claire et prévisible. Pour respecter la parole de l'Etat et ne pas amplifier les à-coups souvent dénoncés, il est souhaitable de ne pas multiplier les mesures concernant les contrats en cours et trois enjeux méritent d'être soulignés : l'attractivité de notre pays pour les investisseurs (nombreux sont les étrangers qui financent les installations ENR en France) ; la visibilité donnée aux filières industrielles qui embauchent des salariés, les forment et investissent dans des moyens de production ; la nécessité d'un recul suffisant pour tirer les leçons d'un dispositif existant, préparé en concertation avec les professions concernés, avant de multiplier les modifications.

2.2 Mesures atténuant le coût du stock

Il résulte des développements précédents que les améliorations de la situation existante, c'est à dire la réduction du coût du soutien résultant du stock de contrats de soutien, ne peuvent passer sinon de façon limitée par des mesures générales unilatérales autres que celles déjà adoptées, ni par des mesures rétroactives. Il est cependant possible de proposer des mesures consenties par les parties et concernant l'avenir. Pour modestes qu'en soient les conséquences, elles sont respectueuses des contrats et de la volonté des investisseurs, d'où la recherche de solutions dans lesquelles réduire la charge publique ne se traduit pas par une perte pour les investisseurs.

A titre liminaire, il convient de souligner que les mesures proposées pour faciliter la sortie des contrats d'aide doivent reposer sur l'exigence de considérer la sortie du contrat comme définitive : les parties décident d'un commun accord, après un arbitrage sur leurs intérêts

respectifs ; la sortie épargne les finances publiques et ne procure pas, à la date où elle survient, un avantage indu au cocontractant ; l'investisseur estime sa rentabilité supérieure après rupture. Aucun retour n'est alors possible sans conclusion d'un nouveau contrat, aucune des parties n'a de droit de remords et de retour. A défaut, des ruptures opportunistes pourraient se produire, avec des spéculations dont il est douteux qu'elles profitent à l'intérêt général.

2.2.1 Permettre la renonciation partielle aux pénalités de rupture, notamment en cas de souscription d'un PPA

Beaucoup de contrats ont été conclus en étant assortis de pénalités de rupture assez significatives et même dissuasives. Ces stipulations visaient à garantir le maintien de la production renouvelable et à prévenir des comportements spéculatifs (bénéficiaire du soutien pendant une phase de prix bas, échapper au remboursement en période de prix haut par une sortie opportune) et elles ont fonctionné. Cependant, il n'est aujourd'hui pas loisible à l'autorité administrative gestionnaire du contrat de ne pas appliquer ces stipulations contractuelles alors même que l'intérêt général y trouverait satisfaction. Lorsque, par exemple, le producteur est en mesure de conclure un PPA, s'assurant pour la durée restant à courir du contrat une rentabilité au moins équivalente à celle résultant de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération, sans pour autant que les prix prévisibles permettent d'assimiler son comportement à une spéculation arbitrant entre bénéfices retirés et coûts futurs exposés, il n'y a pas de raison de ne pas laisser le cocontractant poursuivre son investissement dans des conditions de marché plutôt qu'à l'aide du soutien public. Si la levée des pénalités de rupture, en tout ou en partie, favorise cette sortie, elle devrait être possible, toutes les fois où l'Etat estime qu'arrêter le contrat à ce moment-là a pour lui un bilan au moins neutre. L'administration a d'ailleurs engagé une réflexion dans ce sens pour les futurs contrats, réflexion qui pourrait être étendue aux contrats passés. Dans la mesure où il s'agit de renoncer à une stipulation contractuelle au bénéfice de l'Etat, un encadrement légal devrait en être fait, et la décision, pour faciliter l'emploi de ce pouvoir, être prise avec une forme de collégialité intervenant dans le processus, pour aider l'ordonnateur sans risque excessif pour sa responsabilité personnelle, et selon une doctrine administrative rendue publique.

Recommandation n° 3. Adopter une disposition législative permettant des ajustements aux pénalités de rupture prévues dans les contrats en vigueur, notamment en cas de souscription d'un PPA.

2.2.2 A valeur économique inchangée, permettre l'allongement des contrats en permettant dans certains cas l'augmentation de puissance

Il est délicat de procéder à l'allongement des contrats conclus à l'issue d'un appel d'offres, car il peut ainsi être porté atteinte à la concurrence, en maintenant artificiellement un niveau d'aide qui, d'une part, si la durée nouvelle avait été initialement connue, aurait pu être attribué à d'autres candidats, d'autre part parce que, à la date de l'avenant de prolongation, d'autres acteurs répondraient mieux au besoin que celui qui n'a que le mérite d'être déjà sous contrat.

Il est cependant loisible à la puissance publique de prolonger dans une certaine mesure de manière limitée un contrat en cours, pour un motif d'intérêt général et sans porter une atteinte excessive à la concurrence.

Il en va ainsi si le contrat se borne à étaler le soutien sur une période plus longue : l'effet pour les finances publiques est immédiat (par réduction de la charge), la sécurité pour le partenaire privé demeure, même s'il bénéficie d'un moindre soutien annuel, se le voyant garantir pour quelques années de plus.

Une baisse significative du soutien annuel, tout en gardant sur une période allongée une même valeur économique en échange de l'autorisation d'une rénovation d'installations augmentant leur puissance installée, serait également envisageable au cas par cas : là aussi, la charge au kWh pour l'Etat baisserait significativement, tout en permettant de commencer à accomplir les prévisions de la PPE, sans coût procédural élevé, puisque l'installation serait sur un parc existant (cf. partie 3.6).

Recommandation n° 4. A valeur économique inchangée, permettre l'allongement des contrats en autorisant l'augmentation de puissance.

2.2.3 Imposer les surprofits issus des contrats passés ?

On ne peut exclure qu'il reste une voie d'action pour recouvrer au profit du budget de l'Etat des surprofits illégitimes c'est à dire dépassant les attentes raisonnables qu'un acteur rationnel pouvait avoir envers l'évolution du marché. La seule manière respectueuse des normes supérieures (cf. 2.1) d'appréhender une fraction de ces surprofits, une fois ceux-ci effectivement établis, et à la condition qu'ils n'aient pas déjà été objets de mesures visant à les résorber (contractuelles, fiscales...) ayant épuisé les marges de manœuvre en la matière, serait de prévoir un impôt nouveau (ou une cédule d'un impôt existant, comme cela a été fait pour l'IFER) en identifiant avec clarté la base imposable et les motifs de cette majoration fiscale, en limitant dans le temps l'impôt, et sans doute en permettant de corrélérer son paiement avec les aides reçues, soit via un plafonnement, soit en permettant de s'en acquitter par une renonciation à l'aide. Ce qui précède et la complexité d'une éventuelle mise en œuvre motivent l'absence de recommandation concrète à ce stade.

3 RECOMMANDATIONS RELATIVES A L'EVOLUTION DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN

Les recommandations portant sur les nouvelles installations éoliennes et solaires, et sur le stockage, sont décrites ci-dessous.

Nous ne reprenons pas dans leur entièreté les analyses qui ont conduit aux recommandations sur les installations existantes, dès lors que ces recommandations peuvent s'appliquer de toute évidence aux nouvelles installations.

Nous conservons bien sûr comme cadre de travail celui des engagements internationaux de notre pays, des lois existantes et du décret PPE de février 2026.

Comme indiqué dans l'introduction, nous traitons des coûts directement supportés par l'Etat au titre des engagements pris au moment des appels d'offres ou par le guichet ouvert, ce qui signifie que nous visons que toutes choses égales par ailleurs les prix garantis par l'Etat soient plus bas du fait des mesures proposées.

Nous proposons aussi un ensemble de mesures à caractère indirect, dont les conséquences sont de baisser le coût de revient pour la collectivité nationale des installations nouvelles éoliennes et/ou solaires. A titre d'exemple, il peut s'agir d'optimiser le partage des risques, notamment en matière de calendrier et de pilotage des autorisations, entre l'Etat et les développeurs de projets, de diminuer les coûts du financement, d'améliorer l'adéquation entre offre et demande dans les différentes plages de temps concernées, de bénéficier des meilleures technologies disponibles, de simplifier les démarches et les coûts administratifs, d'améliorer la transparence et de responsabiliser les acteurs.

Une première recommandation porte sur la couverture par l'Etat des engagements de prix qu'il consent au titre des compléments de rémunération et des obligations d'achat, sachant qu'elle est d'ores et déjà partiellement réalisée pour ce qui concerne les obligations d'achat. Une opportunité existe pour l'Etat de limiter les risques engendrés par ces engagements en mettant en œuvre une politique de couverture aussi large que possible. Cela implique la contractualisation avec une entreprise spécialisée (ou plusieurs) intervenant sur les marchés de gros de l'électricité en Europe, marchés qui sont aujourd'hui liquides sur des durées atteignant déjà trois ans. L'Etat ne détient pas ces compétences mais saurait sans nul doute organiser la mise en concurrence et la signature de tels contrats. L'Etat, qui a déjà lancé une réflexion sur le sujet, devra aussi le moment venu décider de mettre en place une couverture symétrique (minimisant ses pertes en cas de baisse des prix de marché, minimisant aussi ses gains en cas de hausse des prix de marché) ou seulement la couverture du risque de baisse des prix de marché. Naturellement la première solution est moins coûteuse pour l'Etat.

Recommandation n° 5. *L'Etat a l'opportunité de couvrir sur les marchés de l'électricité les engagements qu'il a pris au titre des ENR et peut en déléguer l'optimisation, après appel d'offres, à une ou plusieurs entreprises spécialisées dans les échanges sur les marchés de gros de l'électricité.*

3.1 Faciliter le financement des projets d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque

Les porteurs de projet d'électricité d'origine solaire ou éolienne lauréats des appels d'offres récents bénéficient de la sécurité que leur apporte le complément de rémunération garanti par l'Etat. De ce fait leurs conditions de financement (parts respectives des fonds propres et des diverses catégories de dette ; coût et durée de cette dette) sont nettement meilleures que pour des projets purement « privés », dont les recettes reflètent les prix de marché. Cependant des pistes d'amélioration peuvent être recherchées lors des prochains appels d'offres:

- A l'instar de ce qui est envisagé pour les nouveaux réacteurs nucléaires, l'Etat pourrait faire en sorte qu'une partie du financement de certains projets ENR soit apportée par les fonds d'épargne de la Caisse des dépôts et consignations (« livret A »), ce qui diminuerait le coût de la dette portée par les projets. Un tel dispositif, que la Commission européenne devra vraisemblablement valider, pourrait être proposé aux lauréats des projets éoliens terrestres et photovoltaïques au sol dont le coût au MWh produit, tel qu'il résulte des appels d'offres, est le plus compétitif, en pratique ce sont les projets de grande dimension. Le dispositif réduirait encore ce coût et ferait de ces projets des infrastructures renouvelables dont le coût en CSPE au MWh produit serait le plus attractif. Il pourrait aussi s'appliquer tout particulièrement aux infrastructures éoliennes maritimes, après ou même avant les appels d'offres compte tenu des caractéristiques techniques (lieu, ventosité, ...) qui sont les mêmes pour tous les candidats. Un mécanisme similaire est en place avec la Banque Européenne d'Investissement (BEI) mais n'est manifestement pas à l'échelle du besoin.
- Les premières infrastructures éoliennes et solaires significatives vont bientôt voir expirer la période de garantie des prix (en obligation d'achat) et vont donc proposer leur production soit directement sur le marché, soit par des accords directs avec des consommateurs. Pour celles dont la production sera commercialisée via des accords contractuels privés (« PPA »), l'Etat pourrait mettre en œuvre une assurance et une mutualisation des risques de contrepartie, dans la suite de ce qui a été mis en place récemment au sein de BPI France, au moment de la crise des prix de l'énergie, lorsque des PPA ont été signés avant la construction des infrastructures. Cela réduirait aussi la pression des quantités produites sur les prix « spot », en retirant une partie non négligeable de cette production de la loi de l'offre et de la demande, avec des effets bénéfiques sur les volumes d'heures à prix négatifs ou très bas, et en conséquence sur la dépense de CSPE. Accessoirement, les pouvoirs publics pareraient aussi au risque de fermeture pure et simple de parcs devenus obsolètes.
- S'agissant des infrastructures récentes, une partie minoritaire d'entre elles est aujourd'hui commercialisée sous la forme de PPA. La plupart des observateurs considèrent que l'écart entre les prix actuels du marché de gros et les coûts de revient des nouvelles infrastructures renouvelables empêche d'envisager dans les années qui

viennent la conclusion massive de nouveaux accords de la sorte. Cette situation conduit bien sûr à ce que les nouveaux projets sont construits sous le régime du complément de rémunération, qui est coûteux pour l'Etat. Toutefois si l'évolution des prix de marché et la poursuite de la baisse des coûts de construction des ENR rendent à nouveau probables de tels contrats PPA, il convient de préparer leur développement en facilitant leur financement. A ce titre nous recommandons de réexaminer dans le sens d'un élargissement et d'une plus grande souplesse le mécanisme par lequel BPI France propose d'assurer, au bénéfice du producteur, le risque de défaut de l'acheteur. Il s'agit entre autres de ne pas limiter le dispositif à l'industrie manufacturière, mais de l'étendre à tous les acteurs économiques et d'autoriser des agrégateurs à représenter des groupes de consommateurs. Sur ce point (comme sur le précédent si la mutualisation des risques est confiée à BPI France), l'Etat devra réexaminer le montant de la dotation dont bénéficie BPI France.

- Nous préconisons également de faire étudier la mise en œuvre d'une mutualisation de plusieurs contrats PPA de courte durée (5 ans) et de taille moyenne (typiquement un producteur contractant avec plusieurs consommateurs de taille insuffisante pour que chacun d'entre eux justifie un contrat PPA), la syndication, le risque de contrepartie pour le producteur et la prise de risque au-delà de la première période étant assurés par l'Etat. Indirectement la dépense de CSPE serait réduite pendant la première période, puisque la production qui ne serait pas mise sur le marché ne pèserait pas sur les prix de gros accessibles à l'ensemble des autres producteurs, ces prix tirés vers le bas ayant des effets significatifs sur la CSPE. Cette mesure de mise en commun des besoins de plusieurs consommateurs pourrait utilement s'articuler avec la mesure proposée dans la recommandation n°23, qui porte sur le couplage potentiel entre investissement en ENR et électrification d'installations dépendant du même maître d'ouvrage.

Recommandation n° 6. Mettre à l'étude l'utilisation d'une partie des fonds d'épargne de la CDC pour diminuer les intérêts servis aux prêteurs lors du financement des projets d'éolien maritime et des plus compétitifs des projets d'éolien terrestre et de photovoltaïque au sol.

Recommandation n° 7. *Au moment de la sortie des obligations d'achat des installations les plus anciennes, faciliter la mise en place de PPA grâce à un régime assurantiel piloté par l'Etat.*

Recommandation n° 8. *Elargir et assouplir le mécanisme de mutualisation des risques assuré par BPI France en faveur des producteurs qui signent des PPA avec des consommateurs.*

Recommandation n° 9. Mettre à l'étude la facilitation par l'Etat de contrats PPA entre producteurs d'ENR et consommateurs cherchant à se couvrir sur la moyenne période, l'Etat assurant la syndication et la prise de risque au-delà de la première période d'engagement des utilisateurs finaux.

3.2 La suppression des guichets ouverts et de l'obligation d'achat

Les guichets ouverts avec obligation d'achat du surplus de la production photovoltaïque par l'opérateur historique ont conduit à une dépense au MW installé, comme au MWh produit, particulièrement élevée. Cette dépense, de facto, n'est pas contrainte en volume, dès lors que les investisseurs se présentent justement dans la période d'ouverture du guichet. Cette situation correspond notamment à l'équipement de près d'1 million de bâtiments, principalement des maisons individuelles. Elle ne comporte pas d'incitation à l'autoconsommation pendant les périodes de prix élevés, qui ne correspondent pas à leurs périodes de production.

Nous proposons la fin du guichet ouvert, à l'image de ce qui se pratique chez nombre de nos voisins. Nous observons que d'après la profession, environ 25% des installations photovoltaïques en toiture nouvelles combinent déjà en 2025 une production photovoltaïque et l'installation d'une batterie individuelle, dont le prix a beaucoup baissé. La fin du guichet ouvert et du rachat du surplus correspondant à ces installations de petite taille n'aurait aucun effet sur la sécurité d'approvisionnement de notre pays, bien au contraire si la mesure permet de déplacer, grâce au stockage dans une batterie, de l'injection sur les réseaux pendant le pic solaire vers de l'autoconsommation pendant les heures où le prix est plus élevé.

Les batteries à destination des ménages pourraient, comme c'est déjà le cas pour les panneaux solaires, bénéficier de la TVA à taux réduit de 5,5%, éventuellement à condition de respecter certaines limites sur la part industrielle en dehors de l'Union européenne. Pour favoriser l'électrification de tous les usages domestiques de la capacité de ces batteries, ce qui alignera mieux leur rôle avec les besoins du système électrique, un seuil assez élevé, par exemple 100 kWh, pourra être retenu pour la TVA à taux réduit.

Les projets photovoltaïques sur bâtiment dont la puissance dépasse les besoins de l'occupant du bâtiment seront invités à répondre aux appels d'offres dont la limite basse de 100 kW sera naturellement supprimée.

L'arrêt du guichet ouvert peut être atténué par le maintien voire le renforcement de l'aide à l'investissement, en s'inspirant de ce qui existe pour les pompes à chaleur, ou par un Prêt à Taux Zéro (PTZ), avec les mêmes caractéristiques s'agissant des ménages éligibles. Il nous semble que l'aide à l'investissement pourrait être maintenue dans les conditions actuelles,

même si des critiques apparaissent sur le caractère trop restrictif des conditions posées par la fiscalité en matière de contenu carbone, et couplée avec une incitation par un PTZ.

S'agissant du rachat du surplus de ces nouvelles installations de petite taille aujourd'hui sous obligation d'achat, nous nous attendons à ce que le marché se développe sur la base de relations contractuelles entre le propriétaire des panneaux solaires et son fournisseur, ou un agrégateur conformément à l'article 21 de la directive européenne RED2.

Nous préconisons également la fin du guichet ouvert réservé aux fermés éoliennes terrestres comportant moins de 3 MW par aérogénérateur et moins de 6 aérogénérateurs par projet, qui n'est d'ailleurs plus vraiment utilisé. Ces installations ne sont d'ailleurs pas encouragées par la récente PPE, qui met l'accent sur la remotorisation des parcs éoliens existants.

Recommandation n° 10. *Mettre fin au guichet ouvert et au rachat administré du surplus pour les nouvelles installations photovoltaïques en toiture.*

Recommandation n° 11. Baisser à 5,5% le taux de TVA applicable aux batteries jusqu'à 100 kWh.

Recommandation n° 12. Rendre éligible au prêt à taux zéro, dans les mêmes conditions de ressources que pour l'achat d'un logement, l'achat de panneaux solaires jusqu'à 36 kVA, et maintenir l'aide à l'investissement. Étendre cette faculté aux installations combinant photovoltaïque et batterie jusqu'à 100 kWh.

Recommandation n° 13. *Mettre fin au guichet ouvert et au rachat du surplus pour les « petites fermes éoliennes terrestres ».*

3.3 Faire évoluer les modalités des appels d'offres en complément de rémunération

Dans l'approche systémique qui est la nôtre, les modalités des appels d'offres en complément de rémunération, qui sont désormais la règle en application des directives communautaires (« contrats pour différence bidirectionnels ») jouent un rôle majeur pour assurer la meilleure adéquation possible entre l'offre et la demande sur le marché de l'électricité et optimiser l'utilité collective de chaque euro de soutien public. L'objectif principal de nos recommandations est de lisser les effets de la « cloche solaire », le moment où la production et la consommation sont les moins corrélées, et de réduire - voire de « chasser », les périodes de prix de marché négatifs, qui sont très coûteux pour la collectivité.

Ce qui suit s'applique aux appels d'offres pour des éoliennes terrestres ou des fermes photovoltaïques, les appels d'offres pour l'éolien en mer relevant d'une approche différente.

D'ores et déjà l'Etat a engagé ou testé des modalités nouvelles, telles que les appels d'offres simplifiés ou les appels d'offres technologiquement neutres. Nous recommandons d'amplifier ces premières évolutions, avec une considération toute particulière pour inciter les nouvelles installations à intégrer du stockage de l'électricité, a priori par des batteries électrochimiques, dans leurs projets de production. Cependant nous observons que depuis quelques années la baisse du prix des batteries a permis, en France et de manière même plus intense chez nos voisins, le développement sans soutien public d'installations de batteries sur le réseau ou « derrière le compteur », notamment dans des installations industrielles. Nos recommandations n'incluent donc pas d'aides directes à l'investissement en matière de batteries, et nous ne recommandons pas non plus de réserver des appels d'offres à des installations « hybrides » d'ENR incluant des batteries, mais seulement d'en faciliter l'installation et l'usage par des dispositions spécifiques.

En conséquence les recommandations 14 à 21 ci-dessous doivent être considérées comme un « bloc » homogène visant à optimiser, dans le cadre de la PPE, la valeur pour les finances publiques et pour le système électrique des compléments de rémunération servis aux développeurs de projet ENR terrestres.

Parmi les modalités techniques des appels d'offres actuels, plusieurs ont retenu notre attention. En premier lieu, l'appel d'offres technologiquement neutre (c'est-à-dire ne spécifiant pas la technique de production) peut permettre de dévoiler un ordre de mérite reflétant un optimum économique pour le soutien public si les différentes filières sont mises en situation de compétition homogène. On peut dans ce cas et dans l'état actuel des technologies s'attendre à ce que les appels d'offres neutres classent dans l'ordre décroissant la remotorisation des fermes éoliennes terrestres et les installations PV au sol, puis les nouvelles éoliennes terrestres qui seront peu nombreuses (en application de la PPE), puis les installations PV en toiture, sans exclure une forte interpénétration entre ces différentes catégories, notamment, mais pas seulement, en fonction des coûts et des délais de raccordement de chaque installation. La généralisation des appels d'offres neutres pourra se dérouler de manière progressive pour permettre aux professions concernées de s'adapter, et aussi pour absorber les installations photovoltaïques en toiture ou en ombrière rendues obligatoires par la loi.

Pour assurer la neutralité technologique tout en incitant à déplacer l'injection du courant sur le réseau vers les périodes de prix de marché plus élevés, il convient de réviser la formule de calcul du paramètre « M0 ». Ce paramètre est le prix de marché pour la technologie retenue, prix aujourd'hui fondé au plan national sur les heures où cette technologie permet de produire de l'électricité, et moyenné sur chaque mois. Le soutien public est calculé en multipliant le

volume produit par chaque installation par l'écart entre le prix garanti à chaque installation et le M0 correspondant. Or, on observe, en particulier pour le photovoltaïque, une spirale déflationniste sur le prix de marché de référence M0, qu'on nomme aussi cannibalisation, un phénomène qui renchérit la dépense en CSPE. Nous recommandons donc de mettre en œuvre un nouveau mode de calcul de M0, à savoir un prix de marché identique pour toutes les filières, moyenné sur chaque mois en éliminant les prix négatifs.

Cette mesure, parce qu'elle expose de manière plus nette chaque filière à l'ensemble des signaux économiques du marché de l'électricité, aura pour vertu de favoriser, sans soutien financier de l'Etat, les installations hybrides couplant panneaux solaires et batteries, puisque les batteries pourront se charger pendant la période d'ensoleillement, qui déclenche le paiement du complément de rémunération, et injecter sur le réseau lorsque les prix de marché sont élevés. Il convient également de laisser les batteries soutirer sur le réseau en toutes circonstances, ce qui par ailleurs contribue au TURPE. Il se peut que la résultante des mesures ci-dessus amène une augmentation faciale du prix garanti au producteur après appels d'offres, mais nous estimons que la dépense en CSPE sera globalement diminuée du fait des effets très bénéfiques sur le prix spot de l'absence d'injection pendant la cloche solaire, car cette injection pendant la période de surproduction se répercute actuellement sur l'ensemble des engagements pris par l'Etat.

Nous avons observé que des dispositions techniques limitent les opportunités de développement d'installations hybrides incluant photovoltaïque et batteries. Nous recommandons que soit réévaluée à la hausse la limite de 17 MW pour la somme de la puissance de la production et de la batterie en raccordement de type HTA. Cela nécessite de poursuivre au plus tôt les expérimentations sur le terrain pour s'assurer que les conditions réelles de production solaire et d'injection simultanée éventuelle par la batterie ne produisent pas de dommage aux réseaux. Il convient également que les modalités respectives de comptage de la production et de l'injection-soutirage soient clarifiées pour les prochains appels d'offres en privilégiant la valorisation du stockage sur le marché et en ne comptabilisant strictement que la production locale pour le versement du complément de rémunération.

Le sujet des prix négatifs est une préoccupation majeure en France et aussi chez nos voisins. Le cadre récemment mis en place permet d'activer l'arrêt des installations de production ENR de 10 MW et plus. La loi, qui n'est pas encore dotée de textes d'application, étend le périmètre de mise en œuvre jusqu'aux installations de 1 MW et plus, pour les installations aussi bien existantes que futures. Nous y sommes très favorables et recommandons que l'acheteur obligé prenne dès à présent les dispositions permettant, pour ce qui le concerne, d'en assurer la réalisation dès la mise en place des dispositions d'ordre public. Nous sommes également favorables à augmenter la franchise pour prix négatifs, le chiffre de 300 heures par an étant actuellement en concertation avec la profession, et pouvant être cumulé avec une limite de 2 heures par jour. S'agissant de la prime pour prix négatifs, des études sont en cours et nous ne

pouvons pas à ce stade nous prononcer sur son éventuelle diminution ou suppression, cependant nous pensons qu'il est complémentaire des mesures recommandées ci-dessus d'en réduire le montant de moitié, au moins dans une première étape.

Recommandation n° 14. *Généraliser progressivement les appels d'offres « neutres ».*

Recommandation n° 15. *Modifier le calcul du prix « M0 », en adoptant, toutes filières confondues, une référence nationale sur 24 heures, moyennée sur le mois, en éliminant les prix négatifs.*

Recommandation n° 16. *Laisser les batteries soutirer sur le réseau en toutes circonstances.*

Recommandation n° 17. *Réévaluer à la hausse la limite de 17 MW pour la somme des puissances respectives injectables depuis les ENR et les batteries dans les installations « hybrides » raccordées en mode HTA.*

Recommandation n° 18. *Généraliser le double comptage des installations « hybrides » et maintenir le paiement du complément de rémunération sur la seule production locale.*

Recommandation n° 19. *Elargir jusqu'aux installations de 1 MW ou plus l'arrêt de l'injection en cas de prix négatifs.*

Recommandation n° 20. *Augmenter à 300 heures la franchise annuelle pour prix négatifs et ajouter une franchise quotidienne de 2 heures.*

Recommandation n° 21. *Etudier le maintien partiel ou la suppression de la prime pour prix négatifs, et dans une première étape la réduire de moitié.*

Parmi les autres points techniques qui brident l'optimisation du coût du déploiement des installations photovoltaïques figurent les règles plafonnant la production en heures équivalent pleine puissance, qui fixent un maximum de 1500 ou 1200 heures annuelles, selon les puissances ciblées par chaque appel d'offres. Cette disposition ne permet pas de tirer la meilleure production possible des installations photovoltaïques dans les zones très ensoleillées et tirent vers le haut les prix proposés aux appels d'offres. Nous recommandons la suppression de ces plafonds.

Notre attention a été attirée sur l'intérêt de favoriser l'électrification à proximité immédiate des installations solaires et avec un même maître d'ouvrage. A titre d'exemple, une collectivité territoriale qui équipe des bâtiments ou des friches en panneaux solaires pourrait recevoir lors de l'investissement une bonification, sous une forme à déterminer, si elle s'engage simultanément à substituer de manière significative de l'électricité à de la consommation fossile dans ses propres installations (bâtiments d'enseignement, de loisirs, etc.). Les modalités pratiques sont à préciser, et à ce stade notre recommandation porte sur une étude approfondie du sujet.

Au niveau communautaire comme national émerge une modalité tout à fait nouvelle de calcul des compléments de rémunération, qui semble à ce stade n'être expérimentée en grandeur réelle qu'au Danemark. Il s'agit de calculer le complément de rémunération non pas sur la production réelle mais sur une production « normative », c'est à dire une référence de volume de production déterminée ex ante sur des bases climatiques et statistiques. L'intérêt de cette disposition est en premier lieu de maintenir un socle de rémunération pour le producteur, tout en réduisant le risque de volume qu'il porte par le transfert partiel de ce risque à l'Etat, à moindre coût du capital donc à moindre coût pour les finances publiques. Et deuxièmement d'inciter le producteur à organiser sa production en tenant uniquement compte des prix de court terme, avec un bénéfice pour le système électrique dans son ensemble. A ce stade nous nous bornons à préconiser que le sujet, qui n'est pas mûr, soit davantage étudié, notamment au regard des résultats obtenus au Danemark sur l'éolien maritime, puis qu'une expérimentation soit mise en œuvre.

Pour terminer ce chapitre, nous recommandons deux mesures pour rendre plus efficace et plus compétitive la gestion des appels d'offres pour les compléments de rémunération. En premier lieu l'Etat doit adapter les prix plafonds des appels d'offres à la réalité de l'évolution de la consommation et de la progression des objectifs de la PPE. Cette régulation, qui doit aussi tenir compte de la nécessité de donner aux agents économiques concernés des signaux clairs leur permettant d'adapter leurs propres moyens, doit être transparente et agile. En second lieu, la question se pose de réduire le nombre d'appel d'offres de manière à concentrer à un même moment un nombre plus élevé de projets, ce qui assurera une forte intensité de la compétition entre développeurs.

Recommandation n° 22. *Supprimer les plafonds annuels de 1500 heures ou 1200 heures pour les installations photovoltaïques.*

Recommandation n° 23. Etudier la mise en œuvre d'une bonification pour les projets combinant l'investissement en ENR et l'électrification d'installations dépendant du même maître d'ouvrage.

Recommandation n° 24. Approfondir puis expérimenter sur un appel d'offres la mise en place d'un complément de rémunération « normatif ».

Recommandation n° 25. Réguler avec agilité les prix plafonds des appels d'offres en tenant compte des multiples contraintes pour le système électrique et pour les professions concernées.

Recommandation n° 26. Concentrer les appels d'offres sur un nombre plus limité d'instances.

3.4 Agir pour réduire le coût des projets

3.4.1 La hauteur des éoliennes

La puissance des éoliennes, grâce au progrès technique, n'a cessé de croître et, corrélativement, leur hauteur. La production est en outre plus que proportionnelle à cette hauteur maximale au sommet des pales, l'élévation permettant de capter des vents dont les plus petites machines ne pouvaient bénéficier, et le rendement s'accroissant plus vite que la taille.

Mais cette croissance a deux types de conséquences qui entravent le développement des parcs éoliens.

La première a trait à leur insertion dans le paysage, naturellement plus difficile à mesure que leur taille, donc leur visibilité, s'accroît. On traite ailleurs des modalités d'amélioration de la cohérence de l'instruction en matière paysagère, qui ne pourra qu'être facilitée par des choix politiques – nationaux comme régionaux – clairs quant aux arbitrages à effectuer pour concilier divers intérêts privés et plusieurs composantes de l'intérêt général. A tous égards, la qualité de la conception du projet, partagé le plus largement possible très en amont avec l'ensemble des acteurs locaux, pour mieux l'adapter au contexte d'un territoire, est toujours une voie préférable à une réglementation trop précise et à des contentieux qui ne doivent pas être le mode normal de résolution des difficultés.

La deuxième conséquence est que la taille croissante des machines peut les placer à la limite de l'espace aérien et entraîner des contraintes non tant en raison de l'aviation civile que du fait des besoins de l'aviation militaire. A cet égard, un problème significatif est apparu, lié au lieu d'assemblage des éoliennes en mer qui se situe dans l'axe de la base aérienne d'Istres. Il n'incombe pas à ce rapport de trancher ce cas particulier, mais seulement d'attirer l'attention sur la nécessaire cohérence des choix d'implantation à effectuer, qui doit concilier au mieux les exigences de la défense nationale avec celles de l'atteinte des objectifs de politique

énergétique, conciliation qui incombe au gouvernement, mais qui doit être envisagée dès le démarrage des études des projets.

Plus général apparaît le problème de l'impact des éoliennes sur les radars. La préoccupation est déjà ancienne, puisque c'est depuis 2017 que l'article L 515-45 du Code de l'environnement impose qu'un décret en Conseil d'Etat précise les règles applicables à l'implantation des éoliennes au regard des installations militaires et accessoirement météorologiques. Il a fallu une injonction du Conseil d'Etat (6 novembre 2024, N°s 471039, 475298- SOCIETE EOLISE-ASSOCIATION ENERGIES RENOUVELABLES POUR TOUS) pour que soit modifié, par un décret 2025-781 du 6 aout 2025, l'article R 181-32 du Code de l'environnement, interdisant désormais l'implantation d'éoliennes à moins de 5 km d'une installation militaire et au-delà subordonnant l'accord de l'autorité militaire à l'absence d'interférence avec les équipements de détection utilisés pour la défense nationale. Une présomption de compatibilité n'est admise (par l'arrêté d'application du 6 aout 2025) qu'au-delà de 70 km d'une installation militaire pour les éoliennes de moins de 200 m de hauteur.

Ces contraintes suscitent des critiques persistantes de la part de nombreux porteurs de projets pour deux motifs : le premier est la rigidité de mise en œuvre des normes, qui succèdent au flou discrétionnaire qui entravait auparavant les projets ; le deuxième tient au caractère singulier de ces exigences en Europe.

Sur le deuxième point, sans évidemment entrer ici dans un débat sur la performance des installations et matériels français, la seule invocation des intérêts de la défense nationale ne saurait exonérer la France de son devoir de ne pas créer de mesures restrictives et plus sévères que celles en vigueur dans des pays voisins. Si, effectivement, les installations de détection militaires italiennes, allemandes ou polonaises permettent, comme cela est soutenu par divers investisseurs, des éoliennes plus hautes que 200 mètres, à moins de 70 km, la justification des limitations françaises devra être établie soigneusement en prévision d'un possible contentieux dénonçant une règle technique entravant la liberté d'investissement.

D'autre part, le degré de souplesse admis pour les éoliennes en mer (qui, tout aussi gênantes que celles à terres, peuvent faire l'objet d'une convention d'interruptibilité pour les besoins de la défense nationale) devrait inciter les pouvoirs publics à donner instruction de rechercher systématiquement, dans le cadre réglementaire en vigueur, des solutions de compromis.

La solution du radar compensatoire implanté pour compléter une couverture radar devenue insuffisante du fait des éoliennes est a priori séduisante mais n'a pas encore été mise en œuvre. Elle nécessite une volonté politique, car les moyens financiers pourraient être trouvés au titre des mesures que nous préconisons dans la recommandation n°2. Nous recommandons donc que sous l'autorité directe du Premier ministre une installation expérimentale de radar compensatoire soit décidée en 2026 et mise en œuvre en 2027.

Recommandation n° 27. *Vérifier la pertinence des règles nationales en matière de hauteur des éoliennes par une étude comparative internationale pour prévenir tout contentieux fondé sur l'unité du marché européen.*

Recommandation n° 28. *Mettre en œuvre une solution expérimentale de radar de compensation, à installer d'ici fin 2027.*

3.4.2 Evaluer à l'horizon de 3 ans l'apport de l'agrivoltaïsme

Le développement de l'agrivoltaïsme est encore récent et mérite sans doute, au regard de l'hétérogénéité des fortunes qu'il a connues selon les territoires – d'une totale absence à un grand intérêt – qu'on se donne encore le temps d'apprécier son intérêt et son impact, en l'évaluant de manière objective.

Il faudra notamment déterminer la finalité principale poursuivie par cette voie d'action. Elle apparaît essentiellement aujourd'hui comme un mode de soutien novateur à l'agriculture, bénéficiant à la fois à certaines productions (par exemple en réduisant l'exposition au rayonnement ou en réduisant le stress hydrique) et au revenu (par exemple pour l'élevage ovin, l'installation de parcs dans les pacages étant possible et améliorant la rentabilité d'une filière fragile). Ce soutien à l'agriculture a des bénéfices pour le développement des ENR mais pas au titre de la mise en œuvre de la PPE, qui n'est pas son objectif principal. Si, en revanche, on considère l'agrivoltaïsme principalement comme un mode d'action au service de la PPE, les exigences d'efficacité économique propres au soutien aux ENR devront s'imposer pleinement.

A ce stade, il est néanmoins souhaitable de supprimer la limite de volume bornant à 250 MW la part que les appels d'offres peuvent allouer aux « cas 2bis », c'est à dire aux parcs PV implantés sur des jachères agricoles – on n'aperçoit aujourd'hui pas de motif valable à cette restriction qui dans certains cas peut entraver le plein développement de l'agrivoltaïsme.

Recommandation n° 29. *Stabiliser jusqu'à fin 2028 les mécanismes de soutien à l'agrivoltaïsme et en faire un bilan au premier trimestre 2029.*

Recommandation n° 30. *Supprimer le plafond de 250 MW s'appliquant au cas « 2 bis » des appels d'offres photovoltaïques.*

3.4.3 Accroître la taille des installations et bénéficier des effets d'échelle

En cohérence avec les propositions relatives à la cartographie de l'optimisation des raccordements en fonction des capacités d'accueil des réseaux, et au rééquipement des parcs existants, les pouvoirs publics devraient marquer une nette préférence (qui n'impose aucune

norme, s'agissant simplement d'une orientation de politique publique) pour les parcs de grande capacité.

En premier lieu, un parc de grande taille demande le même investissement administratif pour l'instruction et son implantation, et économise donc les coûts induits par une multiplicité de parcs de plus petite taille.

En deuxième lieu, la difficulté de l'insertion paysagère, dans un biotope, ou pour les raccordements autres qu'électriques, ne se pose qu'une fois pour un grand parc, et réduit au total l'impact sur les paysages et les populations comme les foyers de contentieux ou d'irritation.

En troisième lieu, le parc éolien de forte puissance utilise moins de machines aujourd'hui qu'un parc ancien de puissance inférieure ne le faisait. Rééquiper un parc peut se traduire par une réduction en nombre de mâts même si la taille en augmente. De même, à surface constante, un parc PV rééquipé aujourd'hui augmente singulièrement sa puissance.

Enfin, un parc puissant raccordé intelligemment au réseau de transport, avec des conventions d'interruptibilité ou de bridage temporaire, et situé au mieux des capacités de réseaux existantes, pèse beaucoup moins sur les coûts de réseau et on peut ajouter que son raccordement consomme moins de ressources paysagères.

Il va de soi que l'implantation de nouveaux parcs ne peut mécaniquement porter que sur des installations de grande taille – l'intolérance à l'éolien serait alors vite remplacée par une intolérance au photovoltaïque dont on pressent la survenance. Adapter la taille du parc aux capacités d'accueil de toute nature, et d'abord de la population, est évidemment nécessaire. Mais une orientation générale, naturellement dérogeable, paraît ici nécessaire, au nom de l'intérêt général.

Recommandation n° 31. *Affirmer la priorité donnée aux installations de grande taille.*

3.4.4 Technologies : l'éolien flottant, une filière industrielle prometteuse

Un examen rapide des technologies nécessaires à la mise en œuvre de la PPE dans le domaine des ENR électriques montre que la plupart de celles-ci sont arrivées à maturité et que leurs prix peuvent progresser encore, mais sans innovation de rupture attendue. Il en est ainsi des éoliennes terrestres et maritimes posées, des fermes photovoltaïques, des batteries électrochimiques dans les deux grandes familles actuelles : NMC (nickel-manganèse-cobalt) et LFP (lithium-fer-phosphate). Il en est de même des technologies utilisées dans le domaine des réseaux d'acheminement.

Dans le périmètre de la mission, il y a cependant deux domaines prometteurs qui pourraient, dans la durée, apporter des gains de productivité significatifs au kWh produit ou stocké : les batteries « à l'état solide » et les fermes éoliennes flottantes. Dans le cas des batteries, l'usage dominant de ces technologies est dans le secteur automobile, qui à l'échelle mondiale a des besoins très supérieurs à ceux du secteur de l'énergie. Nous considérons donc que les filières industrielles françaises et européennes dans ce domaine seront impactées en premier lieu par leur autonomie dans la production de batteries pour la mobilité. D'où l'absence de recommandation de notre part.

En revanche, le domaine de l'éolien maritime flottant est propre au secteur de l'énergie et encore émergent, tant par les volumes construits que par les techniques retenues. Une place est donc à prendre dans ce domaine pour les filières françaises et européennes, qui sont déjà bien placées, à condition de poursuivre dans la voie actuellement tracée, qui est celle d'une expérimentation le temps nécessaire, avant éventuellement une généralisation progressive. Cela implique de définir au fil du temps les appels d'offres prévus dans la PPE pour l'éolien flottant, en adaptant leur rythme aux baisses de prix effectivement constatées, et de donner priorité, dans les prochaines années, à l'éolien posé, tout en veillant à conserver sur l'éolien flottant un niveau d'investissement cohérent avec la compétitivité de cette technologie émergente.

Recommandation n° 32. *Adapter les programmes de construction des fermes éoliennes en mer à la maturité des filières, donc donner la priorité, mais non l'exclusivité, à l'éolien posé.*

3.4.5 La maîtrise de la spéculation sur le foncier

Un effet pervers du soutien public au développement de parcs d'ENR a été de susciter un mouvement de spéculation foncière. La relative rareté des terrains d'implantation a suscité une concurrence entre porteurs de projets, et une élévation des prix, d'autant plus vive que les propriétaires ont constaté la disponibilité de porteurs de projets pour accepter des prix élevés, dès lors que ceux-ci, s'imposant à tous les concurrents, étaient neutres pour la rentabilité du projet, puisqu'ils allaient être couverts par le financement public associé. C'est ainsi la collectivité dans son ensemble, qu'elle soit celle des contribuables ou des clients, des fournisseurs, et des réseaux, qui paie le gain de spéculateurs avisés. Si aucun chiffre d'ensemble n'est disponible, on peut sans doute, à partir d'exemples de multiplication du prix de l'hectare par un facteur d'au moins 10, estimer à plusieurs euros par MWh le coût collectif de cette spéculation.

On peut envisager plusieurs moyens, qui devraient sans doute être combinés pour adresser un signal clair au marché et mettre fin à la spéculation.

En premier lieu, on sait qu'il existe pour les terres agricoles des valeurs vénales et des valeurs locatives, régies par le code rural, et donnant une idée très précise des prix en vigueur avant toute utilisation des terrains pour y installer un parc ENR. Il serait tout à fait possible, sur cette base – destinée à protéger l'activité agricole d'une évolution non maîtrisée des fermages ou du coût des parcelles, - d'envisager de créer, par la loi, dans les conditions respectant les exigences du droit de l'Union, la possibilité, en cas de spéculation excessive, de plafonner le prix par décision ministérielle sur un territoire et pour une durée donnée. La simple existence de ce pouvoir devrait permettre d'éviter de s'en servir.

Il pourrait aussi donner une base, avec les mêmes références de prix et de valeur, à la création d'un droit de préemption spécifique. Lorsqu'une tension excessive serait révélée dans une région ou un territoire, les pouvoirs publics pourraient confier à un opérateur public – par exemple la SAFER, particulièrement bien placée par sa connaissance du contexte local et sa pratique d'instrument analogues – d'exercer un droit de préemption, qui pourrait même s'exercer, passé un certain seuil, à des prix normés au regard des références existantes, et non au montant arrêté par les parties.

La rareté des terrains disponibles et la spéculation plaident - comme la proposition de confier à l'Etat le soin de conduire lui-même l'instruction pour des parcs importants, qui suppose qu'il maîtrise le foncier d'assiette – pour la constitution de réserves de terrains (ou des réservations de droit au bail) aptes à être ceux d'assiettes de parcs ENR. Plutôt que de créer un opérateur spécifique, le recours à des opérateurs existants, comme les établissements publics fonciers, ou d'autres types d'acteurs de l'aménagement auxquels ces compétences seraient déléguées, paraît préférable.

Recommandation n° 33. Mettre en œuvre les mesures législatives et réglementaires permettant de limiter les excès de la spéculation immobilière sur les terrains propices à l'installation d'ENR (plafonnement des prix, droit de préemption, politique de maîtrise foncière).

3.5 Le rôle des réseaux dans le déploiement de l'énergie photovoltaïque, de l'énergie éolienne et du stockage d'énergie

Les réseaux jouent un rôle central dans le développement des ENR. Le raccordement et la rapidité avec lequel il est mis en œuvre sont des composantes clefs du coût d'investissement. Les pouvoirs publics ont donc naturellement œuvré pour assurer un droit au raccordement et le faciliter y compris par des mesures tarifaires. Ce faisant, ils ont accepté une dépense collective qui, pour n'être pas budgétaire, constitue néanmoins une charge, supportée par les autres consommateurs dès lors qu'elle repose sur une « dépense tarifaire » (un tarif non perçu par ceux qui en sont redevables et, par conséquent, les charges devant être financées par les

ressources tarifaires si le budget de l'Etat ne vient pas les compenser, financé par les autres consommateurs et producteurs) analogue à une dépense fiscale.

Il convient d'évaluer de manière fiable le montant de cette dépense tarifaire : le coût complet des soutiens aux ENR comprend notamment cette fraction-là de financement. Ces dépenses de RTE, d'Enedis et des ELD doivent figurer explicitement dans la base de données faisant l'objet de la recommandation n°1.

Il faut ensuite interroger la justice de ce mode de financement. Attractif car peu visible et sans effet sur les déficits publics, il est aussi socialement injuste comme tout prélèvement forfaitaire sur une consommation (l'incidence de la charge sur le revenu est beaucoup plus grande à mesure qu'on la fait porter sur les revenus les plus modestes) ; elle renchérit les coûts de réseau pour les consommateurs et produit donc un effet négatif sur l'électrification souhaitée. Il est évidemment loisible aux pouvoirs publics d'arbitrer, dans l'allocation des ressources, entre dépense budgétaire (fiscale ou par subvention, qu'elle aille aux producteurs ou à ceux qui leur consentent des avantages, comme les gestionnaires de réseaux) et dépense tarifaire : encore faut-il que le choix soit conscient, informé, et objet d'une décision politique. A cet égard, une subvention budgétaire au raccordement permettrait un contrôle démocratique que des choix tarifaires n'assurent ni lors de leur institution, ni dans le temps, faute a minima d'une information claire sur leur montant et leurs conséquences.

Toutefois, nous faisons l'hypothèse que les TURPE transport et distribution vont continuer à financer une part des raccordements.

3.5.1 Les taux de réfaction sur les branchements et sur la quote-part des frais d'extension de réseau

Pour faciliter le raccordement des nouveaux parcs éoliens terrestres ou photovoltaïques, les pouvoirs publics ont consenti des réductions tarifaires sur les coûts de raccordement pour les frais de branchement (« ouvrages propres ») et d'extension du réseau (« quote-part »), sous la forme d'une réfaction (un pourcentage non payé) sur ces coûts. Le régime actuel (voir annexe 4) présente des seuils et des différences de traitement qui entraînent des stratégies de dimensionnement qui ne sont pas fondées sur l'intérêt économique intrinsèque des investissements. Il défavorise ainsi les parcs de taille importante, alors que ces derniers présentent en règle générale un meilleur coût complet de l'électricité produite.

Il est donc souhaitable de réduire le montant des réfections et d'en harmoniser les taux, en évitant les effets de seuil. La mission a considéré que diverses options méritaient d'être envisagées, y compris la suppression totale des réfections ou la fixation d'un taux unique. A la suite de ses travaux, la mission recommande une option intermédiaire, susceptible de rencontrer une plus large adhésion qu'une suppression immédiate des réfections. Elle propose :

- Pour ce qui concerne la réfaction associée aux ouvrages propres, fixer la réfaction de 40% jusqu'à une puissance de 1 MW, la réfaction décroissant ensuite linéairement de 40% à 0% entre 1 et 5 MW ;
- Pour ce qui concerne la réfaction associée à la quotepart, maintenir une réfaction de 100% jusqu'à 36 kVA, puis faire décroître linéairement la réfaction de 40% à 0% entre 36 kVA et 3 MW.

Il est donc proposé de modifier l'arrête tarifaire de l'article L 342-11 du code de l'énergie en ce sens.

Recommandation n° 34. *Pour le raccordement des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, réduire et harmoniser les taux de réfaction, en abaissant les taux pour les plus petites installations et en lissant les évolutions des taux en fonction des puissances, afin d'éviter les effets de seuil actuels.*

Pour ce qui concerne le raccordement des parcs éoliens offshore, la mission ne remet pas en cause la règle en vigueur en matière de prise en charge des frais de raccordement (prise en charge complète par le TURPE), les porteurs de projets n'étant pas en situation d'optimiser les coûts en choisissant la localisation de leurs installations. Cette situation particulière des parcs offshore renforce toutefois l'exigence de maîtrise des coûts au travers des choix technologiques (voir chapitre 3.4.4) et de transparence des dépenses correspondantes (cf. recommandation n°1).

3.5.2 La gestion des files d'attente

Les files d'attente sont celles de producteurs d'ENR ayant déposé une demande de raccordement auprès d'Enedis et de RTE, et dont le raccordement effectif ne pourra intervenir qu'une fois les autorisations requises obtenues. Les conditions d'entrée en file d'attente étant légères, elles peuvent être encombrées de demandes dont l'aboutissement est peu probable. « Nettoyer » les files d'attente améliorerait l'efficacité des gestionnaires de réseau et leur permettrait de mieux calibrer leurs prévisions d'investissements tout en aidant les producteurs ENR à mieux appréhender la date concrète de réalisation.

Plusieurs pistes sont envisageables pour classer les demandes sur des critères objectifs et reconsidérer la règle « premier arrivé, premier servi » en vigueur aujourd'hui : priorité aux installations qui ne demandent pas de renforcement du réseau, priorité aux installations de stockage, priorité aux dossiers dont toutes les autorisations administratives sont disponibles, priorité aux projets dont les financements sont prêts à être engagés, priorité aux projets qui comportent une composante d'électrification de la consommation.

L'optimisation des raccordements ne peut pas être discrétionnaire – c'est le sens de la loi européenne qui prescrit pour le réseau des règles d'accès transparentes, objectives et non discriminatoires – mais on peut dégager des critères d'intérêt général priorisant les raccordements.

Recommandation n° 35. Optimiser la gestion des files d'attente des gestionnaires de réseaux par des critères d'intérêt général permettant de sortir de la règle « premier arrivé, premier servi ».

Pour y parvenir, on pourrait aussi rendre obligatoire le paiement d'un prix de réservation de la place dans la file d'attente, car, trop modeste, le coût actuel de la réservation auprès de RTE est pratiquement sans effet. Plus ou moins élevé selon le type de situation (un projet entraînant des coûts élevés de gestion de son raccordement, par son impact sur le réseau ou les investissements qu'il entraîne, paierait plus qu'un projet facilement raccordable à peu de frais), ce barème, pouvant comprendre à la fois un « ticket d'entrée » et un montant annuel serait proposé par les gestionnaires de réseaux à la CRE et approuvé par arrêté. Ce montant serait remboursable en étant déductible des frais de raccordement, dissuadant ainsi les porteurs de projet dont les chances de succès sont minimes.

Recommandation n° 36. *Mettre en place un tarif remboursable d'inscription dans les files d'attente de raccordement aux réseaux.*

3.5.3 Orienter les projets vers les zones où le raccordement est le plus aisé

Le droit au raccordement reconnu par le droit européen depuis 1996 ne peut pour autant ignorer, dans sa mise en œuvre, les conséquences pour l'équilibre du réseau du raccordement de moyens de productions nouveaux. Des renforcements, parfois très significatifs, sont souvent nécessaires, ainsi qu'une adaptation du réseau à la moindre prévisibilité de la production éolienne et solaire.

A cet égard, devant l'ampleur des dépenses d'investissement envisagées - qui sont une charge pour l'ensemble des consommateurs et des producteurs donc un des éléments de la compétitivité de l'économie française et de l'électrification des usages - nous recommandons d'adopter une démarche beaucoup plus volontariste dans la détermination de l'implantation de nouveaux moyens. La topologie du réseau est le reflet du passé, de l'activité économique et de l'évolution démographique, et de plus elle ne correspond guère aux frontières administratives qui sont celles des S3REN. Privilégier les raccordements dans les zones où accueillir de nouveaux moyens de production ne demande aucun travail de renforcement est à l'évidence une source considérable d'économies, au bénéfice de l'ensemble des parties prenantes : on peut ainsi permettre un raccordement prompt et peu coûteux aux ENR nouvelles, sans dépenses tarifaires pour la collectivité.

Il est donc proposé de demander à RTE, à Enedis et aux ELD, chacun pour ce qui les concerne, de rendre publique une cartographie des capacités de raccordement en indiquant :

- les zones dans lesquelles une implantation est privilégiée, car ne demandant que peu ou pas de travaux de renforcement ou d'adaptation ,
- des zones moins favorables – ou le raccordement devrait coûter plus cher au demandeur, parce qu'il crée des tensions et des besoins de travaux, et enfin
- des zones défavorables, où le raccordement ne peut être envisagé sans des travaux lourds, longs et coûteux.

Dans le même esprit, des raccordements négociés (dits intelligents ou à gabarit) pour lesquels le producteur accepte un bridage de la puissance, à hauteur des capacités d'accueil du réseau, temporaire jusqu'à la réalisation de travaux ou permanent, accompagné le cas échéant d'une indemnité (dans les cas où l'économie de travaux dont bénéficie le gestionnaire de réseau peut être partagée au vu de son ampleur), iraient dans le même sens d'une optimisation des coûts globaux de soutien aux nouvelles ENR.

Recommandation n° 37. *Faire publier par les gestionnaires de réseau une cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives.*

3.6 Accélérer l'instruction des demandes d'autorisation administrative

L'excessive durée d'instruction des projets, toujours de plusieurs années, jusqu'à dix ou quinze selon les témoignages recueillis, a des conséquences néfastes : le décalage entre la décision d'aide et ses conditions concrètes de mise en œuvre (pour certaines technologies, l'instruction commence alors que l'appel d'offres a été attribué), et les conditions économiques du soutien sont accordées pour un état du marché donné, considérablement modifié des années plus tard.

De même, le renchérissement du coût du capital, dont l'emploi est suspendu à des décisions à venir, et la création d'un climat d'incertitude créent des comportements spéculatifs au final coûteux pour toutes les parties prenantes. Il est frappant que la comparaison avec l'étranger montre des délais d'instruction français très significativement supérieurs à ceux de nos voisins, pour la mise en œuvre de règles européennes de même nature, cependant compliquées par le droit national qui parfois les sur transpose. S'y ajoutent des pratiques désordonnées et imprévisibles au niveau local, qui peuvent entraîner des comportements dilatoires. Le génie national doit certes se donner carrière dans la production, mais dans celle d'énergie plus que de normes.

Simplifier la procédure, à moyens constants au regard de la contrainte des finances publiques, c'est rendre de l'argent aux porteurs de projets ; toute année économisée dans la durée

d'instruction est une économie d'immobilisation du capital, et rapproche la décision publique du moment de son exécution effective, assurant une meilleure adéquation des conditions d'aide à celles prévalant sur le marché comme sur les réseaux. De plus, la préférence de politique publique pour les parcs de grande taille contribuerait en soi, à puissance totale installée équivalente, à atténuer les délais excessifs, un parc dix fois plus gros ne demandant pas autant de forces d'instruction que dix parcs de petite taille.

Faute de pouvoir renforcer les effectifs chargés de l'instruction, qui ne semblent pourtant pas avoir été dimensionnés au regard du besoin, il serait sans doute utile de réfléchir à une meilleure mutualisation des compétences existantes. Elle ne devrait pas aboutir à éloigner l'instruction du niveau local, dont le rôle est essentiel dans la qualité de l'instruction et dans l'acceptabilité du projet. Centraliser l'instruction dans un service à compétence nationale est une option intéressante, qui mériterait d'être étudiée pour constituer un pôle de compétences et de ressources assurant l'homogénéité des pratiques et donnant aux services les plus modestement dotés en région ou moins fréquemment saisis de dossiers un renfort et une expertise qui leur sont nécessaires. Mais instruire les dossiers à un tel niveau priverait d'un ancrage de terrain et de liaison avec les collectivités territoriales, comme avec l'ensemble des parties prenantes, ce qui ne conduit pas à recommander d'aller aussi loin.

Recommandation n° 38. *Etudier la possibilité de créer, sous forme de service à compétence nationale, un centre support appuyant les instructions maintenues au niveau local.*

En revanche, une meilleure harmonisation des pratiques dans l'instruction serait de nature à assurer une plus grande sécurité juridique et à accélérer l'instruction. De trop nombreux cas de traitements distincts de questions pourtant identiques ont été identifiés (y compris sur des faits scientifiques quantifiables qui devraient demeurer insusceptibles d'interprétations locales) pour que l'unification des référentiels et des modalités de traitement n'apporte pas une amélioration significative, contribuant aussi à réduire le contentieux. Les administrations centrales sont conscientes de cette nécessité et ont d'ailleurs préparé les référentiels nécessaires. De telles instructions devraient faire l'objet d'une décision de l'autorité politique, notamment pour réduire le risque, aujourd'hui réel, de conflits entre administrations. L'indépendance des législations légitime parfaitement l'affirmation des exigences légales dans chaque champ de compétence, mais la décision publique finale qui doit intégrer l'ensemble des contraintes ne saurait être paralysée par de tels conflits : c'est au gouvernement dans son ensemble d'assumer ces choix impliquant plusieurs directions ou départements ministériels. C'est donc au Premier ministre qu'il reviendrait de signer des lignes directrices, au sens que la jurisprudence administrative donne à ce concept, sur propositions des ministres intéressés, pour donner une base plus solide et uniforme à l'instruction dans des domaines essentiels (biodiversité, paysages, eau ...).

Recommandation n° 39. *Adopter sous la signature du Premier ministre des lignes directrices harmonisant les conditions d'instruction dans les principaux domaines de protection de la nature (biodiversité, paysages, eau ...).*

Des efforts ont été faits ces dernières années pour unifier les procédures, grâce par exemple à la création de l'autorisation environnementale unique, ou à l'instruction en parallèle des procédures plutôt que de les conduire de manière séquentielle. Il n'en reste pas moins que leur durée reste excessive, sans que l'on puisse trouver une justification convaincante à l'écart qui nous sépare dans bien des cas de la durée des procédures dans les Etats voisins, appliquant pourtant en principe les mêmes règles européennes.

Trois propositions peuvent ici être faites pour répondre aux attentes des porteurs de projets sans pour autant dégrader la qualité des procédures ou réduire les droits des tiers.

En premier lieu, on sait combien l'installation d'un parc de production est source de conflits au point que la principale entrave au développement de capacités renouvelables n'est pas tant dans leur équation économique que dans leur acceptabilité dans le tissu environnemental, paysager, agricole et touristique d'un lieu donné. A cet égard, l'existant jouit d'un privilège de très grande valeur : celui d'exister... Marquer une préférence pour le rééquipement, la modernisation et l'intensification des capacités de sites existants a plusieurs avantages : une partie des travaux et études pour l'insertion de l'installation a déjà été faite ; le raccordement existe et son renforcement ne nécessite pas toujours des travaux supplémentaires ; l'essentiel des oppositions, culminant dans des contentieux, a déjà été traité et résolu.

Il s'ensuit que l'instruction d'un projet de rééquipement, sans naturellement s'affranchir du respect de toutes les règles existantes, devrait pouvoir s'opérer au prix d'une instruction allégée, reposant dans toute la mesure du possible sur une actualisation de documents plutôt que sur des études faites à nouveau. Cette solution est d'autant plus aisée à mettre en œuvre qu'à installations constantes des moyens nouveaux peuvent, pour le PV, développer une puissance très supérieure à surface constante, et pour l'éolien terrestre développer une puissance significativement plus grande en réduisant l'empreinte paysagère grâce à une diminution du nombre de mâts, certes plus hauts.

A cet égard, pour améliorer l'adhésion du voisinage aux installations, la mise en place de commissions de suivi (à l'instar de celles existantes sous forme de commissions locales d'information ou de commission de suivi dans les périmètres sauvegardés) serait une manière positive de fédérer les parties prenantes en leur laissant une certaine latitude dans la gestion réglementaire des installations concernées.

Recommandation n° 40. Privilégier le rééquipement des parcs existants et faciliter l'augmentation de puissance sur place.

La deuxième proposition consiste à s'en tenir aux exigences du droit de l'Union en essayant de remédier aux conséquences négatives résultant de l'organisation actuelle de l'autorité environnementale. S'il ne s'agit évidemment pas de mettre en cause la nécessité de satisfaire aux exigences du droit de l'Union en matière d'instruction des dossiers environnementaux (directive 2001/42/CE du 27 juin 2001, telle qu'interprétée par l'arrêt « Seaport » de la CJUE C-474/10 du 20 octobre 2011), on ne peut que s'étonner qu'il ait été décidé de répondre à celle-ci en allant beaucoup plus loin que ce qui était nécessaire – et que nos principaux partenaires. L'exigence est en effet celle d'indépendance au moins fonctionnelle des services d'instruction par rapport aux instances décisionnelles lorsque celle-ci statuent sur leurs propres plans et programmes. Il est contestable que les autorisations à donner à des entreprises privées de réaliser des installations d'énergie renouvelables relèvent de cette exigence au seul motif qu'elles bénéficient d'un soutien public ou s'inscrivent dans une stratégie énergétique.

Notons au passage à ce titre qu'une directive claire devrait être donnée aux préfets afin qu'ils mettent à l'instruction les projets qu'on leur soumet dès qu'ils sont présentés sous forme de dossiers complets : trop souvent, serait vécu comme un échec de l'Etat celui du dossier, aboutissant à une phase préparatoire cachée très longue pour essayer d'améliorer le dossier jusqu'à la perfection : les porteurs de projet seraient mieux servis par une instruction immédiate pour décision, sans tergiverser, quitte à essuyer un peu plus d'échecs, qui demeureront les leurs et pas ceux de l'administration. A tout le moins, l'indépendance fonctionnelle de l'autorité environnementale ne devrait pas conduire à une autonomie de chacun des services en dépendant, qui induit une hétérogénéité très forte des pratiques d'instruction et de l'interprétation des faits soumis à examen. Une refonte d'ampleur, visant à ramener l'organisation et les procédures à l'exact niveau d'exigence européen, et inspirée par le souci de maîtriser la durée de procédure pour permettre la réalisation de projets, et non chercher à les entraver en invoquant une décroissance qui, aujourd'hui, n'est pas un objectif de politique publique, paraît pouvoir donner un élan inédit à la mise en œuvre effective des décisions publiques résultant d'appel d'offres.

Recommandation n° 41. *Réformer le mode de fonctionnement de l'autorité environnementale au plan local pour ne pas doubler l'instruction.*

Les principaux maux dénoncés en matière d'instruction des autorisations tiennent à l'excessive durée de la procédure, retardant d'autant la mise en œuvre du projet et augmentant son coût par la tardiveté de sa réalisation, exposant l'Etat aux évolutions du marché et de la technologie,

anticipées dans un appel d'offres qui a pu avoir lieu des années avant l'entrée en service effective des matériels.

Pour remédier à cet état de fait, il est proposé de permettre aux pouvoirs publics de conduire eux-mêmes la préparation administrative et foncière du projet. Sélectionnant un terrain d'assiette, définissant les conditions financières de mise à disposition de celui-ci pour un projet qui doit faire l'objet ultérieur d'un appel d'offres, les pouvoirs publics conduiraient eux-mêmes l'instruction des autorisations de toute nature nécessaires, au regard d'un type de moyens de production répondant à leurs objectifs. Une fois l'ensemble des autorisations délivrées, l'appel d'offres porterait sur la réalisation de cette installation en ce lieu, assurant ainsi aux lauréats une mise en œuvre dès après leur sélection, dans des conditions de marché beaucoup mieux maîtrisées en raison de la proximité de l'entrée en service avec le résultat de l'appel d'offres.

La conduite de l'instruction pourrait être assurée par une agence de l'Etat.

Nous recommandons d'expérimenter d'abord la méthode pour s'assurer de son efficacité, au demeurant établie par les Pays Bas, ou par le Royaume Uni, qui utilise une méthode un peu différente (instruction conduite par le porteur de projet, les AO portant sur des projets autorisés en principe, ce qui a l'inconvénient d'exposer les porteurs de projet à des pertes si leur projet n'est pas retenu).

La réalisation préalable interne par l'Etat, pour des parcs de grande taille, et en priorité pour l'éolien maritime, justifierait du reste que ceux-ci puissent bénéficier d'une labellisation comme projet d'intérêt général permettant de surmonter les obstacles résultant des documents d'urbanisme ou d'une délivrance directe du permis par l'Etat, transférable ensuite au tiers retenu.

Recommandation n° 42. Permettre à l'Etat de réaliser en son sein l'instruction des autorisations pour des parcs de grande taille, en particulier pour l'éolien maritime, avant de les mettre en compétition via appel d'offres.

3.7 Réduire l'incertitude contentieuse affectant les projets

Dans le même esprit que celui inspirant les mesures visant à accélérer et fluidifier les procédures, la réduction des délais contentieux est une mesure de soutien effectif qui, sans dépenses significatives de l'Etat, peut réduire considérablement les coûts d'investissements en levant au plus tôt les risques sur le projet et en réduisant les délais de démarrage effectif, donc les coûts d'investissement.

Beaucoup a été fait ces dernières années et la perception des porteurs de projets de délais excessivement longs correspond souvent à la terminaison de contentieux complexes régis par d'anciennes dispositions. Les dispositions en vigueur (compétence en premier et dernier ressort des Cours administratives d'appel, sursis à statuer pour régularisation formelle dans des délais limités ...) ont utilisé une large palette de mesures dont l'efficacité se fera sentir de plus en plus.

Il n'en reste pas moins que le recours contentieux contre les décisions autorisant les installations de production – éoliennes, solaires ou de stockage – sont quasi systématiques : près de 100% des décisions, autorisant ou refusant, sont contestées. On ne saurait blâmer l'exercice d'un droit au recours qui est la marque d'un Etat de droit, mais il reste nécessaire d'en limiter les impacts, tant la poursuite de la controverse idéologique et politique par les moyens contentieux porte atteinte à d'autres droits et intérêts généraux.

A ce titre, une première mesure pourrait être, comme le permet le Code de la justice administrative, de regrouper dans une seule Cour d'appel les contentieux sur les parcs éoliens terrestres (d'ores et déjà portés directement devant les Cours d'appel pour réduire les délais, et devant le seul Conseil d'Etat pour les parcs en mer), ainsi que sur les parcs solaires et de batteries (trois Cours si on préfère spécialiser chacune sans déséquilibrer la charge actuelle assez élevée). L'avantage serait d'atteindre un niveau de compétence et de reconnaissance des juges supérieurs à celui résultant de l'éparpillement actuel qui ne permet pas d'atteindre la masse critique, tout en garantissant une homogénéité et une cohérence complète de la jurisprudence, que, par essence, le contrôle de cassation du CE ne permet pas d'atteindre de la même manière ni aussi vite, celui-ci ne jugeant pas d'abord, ni en principe, au fond, mais sur la régularité de la procédure juridictionnelle. Le recours aux moyens numériques de saisine, le caractère écrit de la procédure, font que cette spécialisation ne pénaliserait guère les requérants même éloignés.

Recommandation n° 43. *Attribuer la compétence pour le contentieux des éoliennes terrestres, des parcs PV et des parcs de batterie à une seule Cour Administrative d'Appel.*

Une deuxième mesure pourrait reposer sur une accélération du traitement contentieux assortie de règles limitant l'invocation de vices de forme dans le temps à l'instar de celles en vigueur dans le code de l'urbanisme.

Il serait loisible au porteur de projet de saisir lui-même la juridiction compétente de l'autorisation définitive (ou des décisions clefs dans certains processus plus complexes) qui est en général l'autorisation environnementale unique. La juridiction devrait rendre publique cette saisine en invitant toute partie intéressée à venir y produire des conclusions ou des observations, engageant ainsi une sorte de débat contentieux obligatoire, destiné à purger au

moins le contentieux de la régularité de la procédure. La recevabilité des conclusions et des moyens devrait être appréciée avec un très grand libéralisme, éventuellement étayé à cette fin de dispositions le permettant. La Cour d'appel saisie devrait statuer dans un délai contraint, certes indicatif mais utile pour dresser un plan d'instruction permettant son respect et limitant la capacité des parties à retarder l'issue de la procédure en y provoquant des incidents. La durée moyenne actuelle des procédures est en effet très élevée, ce que la complexité alléguée des dossiers ne suffit pas à expliquer.

Le juge pourrait statuer avec des pouvoirs qui lui sont déjà reconnus dans bien des domaines analogues à ceux dévolus par le code de l'urbanisme – sursis à statuer pour donner le temps de régulariser dans un délai qu'il fixe, indication des démarches à entreprendre pour régulariser ou des actes à prendre, etc. – délais interstitiels qui prolongeraient d'autant celui imparti pour statuer définitivement. Au terme de cette procédure, il statuerait de manière définitive (sous réserve bien sûr d'un pourvoi en cassation) corrigeant les décisions lui-même le cas échéant en exerçant ses pouvoirs de juge de plein contentieux. Il deviendrait alors impossible de faire valoir, dans le procès ultérieur, des moyens tenant à la forme, c'est à dire à la régularité de la procédure suivie pour délivrer l'autorisation contestée. Il n'est évidemment ni possible ni souhaitable de limiter le droit au recours quant au fond – par exemple pour un futur propriétaire riverain – mais on peut, du moins, limiter les possibilités de faire valoir des moyens de pure forme qui en eux-mêmes sont vidés de toute portée une fois l'installation en fonctionnement.

Recommandation n° 44. Permettre une purge contentieuse limitant dans le temps l'invocabilité des moyens de forme.

CONCLUSION

Les durées pour obtenir les autorisations, construire puis exploiter les infrastructures énergétiques sont longues, voire très longues. Notre rapport traite du sujet des soutiens publics tel qu'il se présente d'ici à 2030, première échéance de la nouvelle PPE. Des infrastructures essentielles pour notre système électrique, telles que les nouvelles centrales nucléaires, les grandes fermes éoliennes en mer - au-delà des 6 premières, ou les nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) pourraient faire l'objet prochainement de décisions finales d'investissement, qui engageront la dépense publique sur plusieurs décennies. Mais on n'en verra pas l'effet sur le système électrique avant de nombreuses années, au-delà de 2035 notamment pour les nouvelles centrales nucléaires. Dans ce laps de temps, l'évolution de la demande pourrait modifier profondément les analyses qui sous-tendent nos recommandations. Il en est de même pour l'agrivoltaïsme, car les effets de la loi APER ne sont pas encore significatifs.

Nos recommandations se présentent sous la forme d'une liste de complexité et de facilité d'exécution hétérogènes. Elles nous semblent appropriées pour les quelques années qui viennent, jusqu'en 2030 par exemple car cette date correspond à la prochaine PPE, et elles devraient être alors réexaminées. Le faire plus tôt ferait courir le risque de ne pas en avoir vu les effets pratiques ; le faire plus tard ferait courir le risque de ne pas être capables de réagir, notamment si la demande d'électricité, finalement, augmente plus rapidement que les dernières analyses de RTE le laissent entendre, ce qui serait - heureusement - le cas si les nombreux projets de centres de données et d'usines produisant des combustibles décarbonés à base d'hydrogène électrolytique voient effectivement le jour en France. Nombre d'acteurs professionnels rencontrés se plaignent de la propension de l'Etat à conduire des politiques publiques « stop and go », mais l'Etat doit aussi se montrer agile, principalement en fonction de la demande, d'où ce rythme de mise à jour proposé de 4 années.

Recommandation n° 45. Prévoir dans les 3 mois qui suivent l'adoption de chaque PPE un réexamen des bonnes pratiques en matière d'optimisation des soutiens publics.

On aura compris, en lisant ce qui précède, que ceux qui attendaient un grand soir des aides aux ENR – fin de toute entrave ou suppression complète – seront déçus. Plus modeste, l'objectif des signataires est de fournir au gouvernement des modalités d'application de la PPE qui en facilitent la mise en œuvre à moindre coût pour la collectivité. En s'appuyant sur l'heureuse concordance de vues des administrations, du régulateur, des gestionnaires de réseaux et de la majorité des autres parties prenantes, il est possible de dessiner le chemin du succès. C'est un chemin de maîtrise des aides, comme l'impose la nécessaire économie des fonds publics, sur lequel la volonté politique s'exerce pleinement. Au moment de l'action, rappelons avec Kierkegaard que ce n'est pas le chemin qui est difficile, c'est le difficile qui est le chemin.

ANNEXES

Annexe 1 : Lettre de mission

Le Premier Ministre

Thierry Signorato

Paris, le 20 NOV. 2025

Monsieur Jean-Bernard LEVY

Monsieur Thierry TUOT

Objet : Lettre de mission sur l'optimisation des soutiens publics aux énergies renouvelables électriques et au stockage

Messieurs Jean-Bernard Lévy et Thierry Tuot,

Les énergies renouvelables électriques (solaire, éolien) bénéficient de dispositifs de soutien public, financés par le budget de l'État. Ces soutiens financiers sont accordés *via* des contrats conclus avec les producteurs d'énergie qui peuvent prendre différentes formes :

- Des contrats en obligation d'achat : les producteurs vendent leur énergie à un acheteur obligé, à un tarif garanti ;
- Des contrats en complément de rémunération : les producteurs vendent leur énergie sur le marché et sont compensés de l'écart avec un tarif cible.

Ces contrats, conclus sur des durées relativement longues (entre 15 et 20 ans, voire jusqu'à 25 ans selon les cas), sont aujourd'hui une **charge budgétaire croissante** (estimés par la CRE à hauteur de 6,2Md€ pour 2025 et de 7,7Md€ pour 2026¹). La signature de nouveaux contrats chaque année, pour une durée de 20 ans, alors que les contrats les plus anciens ne sont pas encore arrivés à leur terme, contribue à accroître le volume, de même que la baisse des prix captés par les projets renouvelables et la multiplication des épisodes de prix négatifs.

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables sont révisés régulièrement pour prendre en compte les évolutions de technologies, de conditions économiques, ou encore de choix de politique énergétique. La prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) déterminera les volumes cible de développement des différentes filières renouvelables, en tenant compte du rythme d'électrification de la demande.

¹ Pour la France hexagonale, ces montants dépendent fortement de l'évolution des prix de marché de l'électricité

La situation budgétaire actuelle, particulièrement contrainte, la montée en maturité des différentes filières ainsi que les évolutions du système énergétique nous imposent de repenser les modalités de soutien au développement des énergies renouvelables, en particulier la répartition des risques entre l'État et le producteur, ainsi que le financement entre les acteurs privés (PPA notamment) et la puissance publique.

|| À cet effet, je souhaite que vous réexaminiez le fonctionnement du soutien au développement des énergies renouvelables électriques et du stockage afin d'en optimiser l'efficacité.

Vous analyserez les effets attendus des mesures d'optimisation déjà adoptées (telles la modification des contrats d'obligation d'achat pour encourager la participation à l'équilibre offre - demande, ou le recentrage du soutien au petit photovoltaïque sur bâtiment...), et formulerez des recommandations pour des évolutions à venir.

Vous proposerez des mesures à effet rapide afin d'envoyer un signal de recentrage des aides au développement des énergies renouvelables, ainsi que des recommandations d'évolutions à moyen terme, en précisant celles qui nécessiteraient une notification à la Commission européenne.

Vos recommandations devront concerner le **stock** des moyens de production bénéficiant d'un soutien public afin de dégager des économies budgétaires, par exemple en introduisant de nouvelles mesures pour limiter la compensation lors des épisodes de prix négatif ou pour rapprocher le prix capté par les énergies renouvelables des prix moyens de marché (déplacement de la demande, développement des flexibilités). Vous veillerez en particulier à la faisabilité juridique des mesures proposées concernant le stock.

Vos recommandations devront également concerner le **flux** de nouveaux projets, en visant des évolutions de court terme (dans le cadre du régime d'aides d'État existant) ainsi que des mesures de plus long terme. Vos propositions pourront faire évoluer la répartition des risques et du financement entre les porteurs de projets et la puissance publique. La nécessité d'un soutien public, partiel ou total, en fonction des filières, pourra faire l'objet de recommandations, en comparant notamment aux pratiques de nos principaux voisins.

Vous ferez des propositions sur le **stockage d'électricité et les moyens de flexibilité** comme leviers d'optimisation tant de la dépense publique que du bon fonctionnement du système électrique.

Vous envisagerez également des formes de soutien public non financier susceptibles de favoriser le développement des projets d'énergies renouvelables électriques et de stockage d'électricité par des acteurs privés.

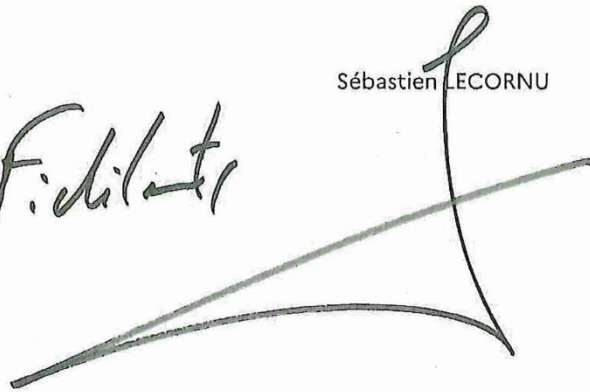
Vous pourrez vous appuyer sur le Conseil Général de l'Économie, ainsi que par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat. Vous pourrez également solliciter Direction du Budget, la Direction Générale du Trésor, la Direction Générale des Entreprises, le Secrétariat Général à la Planification Écologique, ainsi que les services de la Commission de Régulation de l'Énergie. Des échanges avec les acteurs économiques du secteur permettront d'explorer la faisabilité des mesures proposées.

Les conclusions de votre mission sont attendues sous trois mois.

Merci pour ce travail,

Bien Fidèlement,

Sébastien LECORNU



Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés

BT	Basse tension (<i>réseau de tension inférieure à 1000 volts</i>)
CC	Conseil constitutionnel
CFD	Contract for difference (<i>complement de remuneration</i>)
CE	Conseil d'Etat
CAA	Cour administrative d'appel
CDC	Caisse des dépôts et consignations
CJA	Code de justice administrative
Cloche solaire	Courbe en forme de cloche représentant l'évolution de la production d'un panneau photovoltaïque au cours d'une journée
CR	Complément de rémunération
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSPE	Charges de service public de l'énergie
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
ELD	Entreprises locales de distribution
ENR	Énergies renouvelables
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
GW	Gigawatt (<i>un milliard de watts</i>)
HTA	Haute Tension A, aussi appelée « moyenne tension » (<i>le plus souvent 20 000 volts, en France</i>)
IFER	Imposition forfaitaire des entreprises de réseaux
KVA	Kilovoltampère (<i>unité mesurant la charge maximale d'un compteur électrique</i>)
KW	Kilowatt (<i>un millier de watts</i>)
KWc	Kilowatt crête (<i>puissance photovoltaïque fournie dans des conditions standards</i>)
KWh	Kilowattheure
MW	Mégawatt (<i>un million de watts</i>)
OA	Obligation d'achat
PPA	Power Purchase Agreement (<i>contrat d'achat direct d'électricité</i>)
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PV	Photovoltaïque
PTZ	Prêt à taux zéro
QPC	Question prioritaire de constitutionnalité
S3REN	Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Annexe 3 : Précisions sur les diverses catégories de soutien public

En France, le soutien public aux investissements dans de nouvelles installations de production énergétique éolienne et photovoltaïque repose principalement sur un engagement de la puissance publique à garantir, pendant une part importante de la vie de l'installation¹⁵, une rémunération de l'énergie produite cohérente avec l'investissement consenti.

Cet engagement se traduit par un contrat signé entre l'exploitant de l'installation et une contrepartie mandatée par l'Etat¹⁶. Suivant la taille et la nature des installations envisagées, ces contrats peuvent être proposés de manière automatique ou à l'issue d'une mise en concurrence.

On parle de **guichet ouvert** lorsque les contrats sont proposés de manière automatique aux installations éligibles. Pour les nouvelles installations, ce processus ne concerne plus, aujourd'hui, que les projets photovoltaïques et éoliens terrestres de petite puissance (voir le tableau plus loin).

On parle **d'appel d'offres** lorsque les contrats ne sont proposés qu'aux projets lauréats d'un processus de mise en concurrence. Ce deuxième processus, qui a pris une place de plus en plus importante au cours des vingt dernières années, concerne désormais tous les nouveaux projets d'éoliennes en mer et tous les nouveaux projets de production photovoltaïque et éolienne terrestre dépassant certains seuils de puissance (voir le tableau plus loin).

Selon les cas, les contrats peuvent par ailleurs prévoir deux régimes de rémunération :

- **L'obligation d'achat (OA)**¹⁷ : dans ce régime, le contrat est un contrat de vente de l'électricité produite, conclu entre le producteur et l'acheteur obligé¹⁸. Sur la totalité de la durée du contrat¹⁹, chaque unité d'électricité injectée sur le réseau est rachetée à un tarif fixe, déterminé au moment de la signature. Le producteur est donc entièrement insensibilisé aux signaux du marché de gros d'électricité. C'est l'acheteur obligé qui se charge de valoriser l'énergie sur les marchés de gros et qui porte la responsabilité d'équilibre²⁰. Pour les nouvelles installations, ce régime n'est plus utilisé aujourd'hui que pour les installations terrestres de petite puissance (voir plus loin). Il n'est plus utilisé pour les nouvelles installations éoliennes en mer.
- **Le complément de rémunération (CR)**²¹ : ce régime vise une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché. Dans ce cas, le contrat n'est pas un contrat d'achat

¹⁵ Pendant 20 ans, en règle générale.

¹⁶ EDF OA (une entité dédiée du groupe EDF, créée pour remplir une mission de service public : acheter l'électricité produite par certaines installations, comme les panneaux solaires ou les éoliennes, conformément à la loi) ou une entreprise locale de distribution.

¹⁷ Ce régime de rémunération, très largement utilisé dans le passé en France, concerne aujourd'hui la grande majorité des installations en fonctionnement.

¹⁸ EDF OA ou une entreprise locale de distribution.

¹⁹ 20 ans, en règle générale.

²⁰ Gestion des écarts entre production prévue et réelle.

²¹ Ce régime a été introduit en France en 2015 et il est en train de s'imposer au niveau européen. En France, il s'applique désormais à la majorité des nouveaux contrats de soutien.

de l'électricité produite mais un contrat financier, qui prévoit une prime variable pour chaque unité d'électricité produite. Le producteur vend par lui-même²² son électricité sur le marché de gros. Pour chaque unité d'électricité produite sur chaque période convenue²³, l'État verse ensuite au producteur²⁴ une prime égale à la différence entre le tarif de référence que ce producteur avait proposé dans le cadre de l'appel d'offres et un prix de marché de référence « M0 » calculé par l'Etat sur cette période²⁵. Pour le photovoltaïque et l'éolien terrestre, par exemple, le prix M0 est la moyenne des prix spot pondérée, heure par heure, par la production effective de l'ensemble du parc national de la filière concernée (photovoltaïque ou éolienne terrestre) pendant la période considérée. Le producteur est donc incité à optimiser sa production en fonction des prix. Son revenu final, somme du prix de vente de son électricité d'une part et du complément de rémunération versé par l'Etat d'autre part, dépend de sa capacité à « battre » le prix de marché de référence M0. Comme l'OA, le dispositif de CR est bidirectionnel : si le prix de marché de référence M0 dépasse le tarif de référence, le producteur doit reverser l'excédent à l'État. Contrairement à l'OA, le producteur porte la responsabilité d'équilibre et les frais de commercialisation.

²² Ou via un agrégateur

²³ Sur chaque mois, en règle générale

²⁴ Via EDF OA

²⁵ Les installations sous CR sont par ailleurs tenues de s'arrêter en cas de prix négatifs et bénéficient de primes spécifiques dans cette situation.

Annexe 4 : Financement du raccordement des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres

Pour ce qui concerne les projets d'installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, la prise en charge des frais de raccordement (dite « réfaction ») varie selon le type de réseau (distribution ou transport), selon la puissance et selon la nature des frais (ouvrage propre ou extension de réseau en amont), conformément au tableau ci-dessous.

Installations de production EnR	Raccordement aux réseaux publics de distribution (RPD)		Raccordement au réseau public de transport (RPT)
	Ouvrage propre	Quote-part	
$P \leq 250 \text{ kVA}$	60 %	Exonération	Pas de réfaction*
$250 \text{ kVA} < P \leq 500 \text{ kW}$	60 %	$60\% - (P - 0,25) \times 80\%$	
$500 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$	40 %	$40\% - (P - 0,5) \times 40\%$	
$P = 1 \text{ MW}$		20 %	
$1 \text{ MW} < P \leq 3 \text{ MW}$	$40\% - (P - 1) \times 10\%$	$20\% - (P - 1) \times 10\%$	
$3 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$		Pas de réfaction	
$P \geq 5 \text{ MW}$	Pas de réfaction		

*: les producteurs dont la puissance de raccordement est inférieure à 250 kVA bénéficient d'une exonération de quote-part

Tableau 2 - Réfactions sur les ouvrages propres et sur la quote-part suivant les tailles de projets renouvelables terrestres (source : CRE, 2026)

Dans le tableau ci-dessus :

- Les **ouvrages propres** sont les ouvrages de raccordement au réseau public dédiés au projet ;
- La deuxième colonne indique le pourcentage des frais associés aux ouvrages propres qui sont pris en charge par le TURPE ;
- La **quote-part** désigne les frais d'extension du réseau (ouvrages créés ou remplacés au même niveau de tension ou au niveau supérieur) qui peuvent être attribués au projet compte tenu du déploiement des énergies renouvelables dans la zone²⁶;
- La troisième colonne indique le pourcentage de la quote-part du projet qui est pris en charge par le TURPE.

Les installations d'une puissance inférieure à 250 kVA raccordés au réseau public de distribution, par exemple, payent 40% de leurs ouvrages propres et ne payent pas leur quote-part. Autrement dit, 60% de leurs ouvrages propres et la totalité de leur quote-part sont pris en charge par le TURPE.

²⁶ Des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (dits « S3REnR ») mutualisent une partie des coûts de raccordement entre producteurs d'une même région afin d'éviter les effets de seuil et d'aubaine.

Une analyse de la CRE (tableau plus bas) montre que la prise en charge par le TURPE peut représenter de l'ordre de 10 à 15% du tarif de soutien donné par ailleurs pour certaines installations terrestres (cas des installations photovoltaïques inférieures à 250 kWc).

Segment de puissance	Raccordement	Dernier tarif de soutien accordé (€/MWh)	Coût du raccordement pris en charge par le TURPE pour 1 MWh soutenu (€/MWh)			
			Ouvrages propres	Quote-part	Renforcement	Total
9-36 kWc	BT	91,1	0,0	3,6	1,4	4,9
36-100 kWc	BT	79,2	7,0	3,6	1,4	12,0
100-500 kWc	BT	88,7	7,0	3,6	1,4	12,0
	HTA	88,7	1,8	1,8	1,4	5,0
+500 kWc Bat	HTA	96,5	0,5	0,0	1,4	1,8
+500 kWc Sol	HTA	79,5	0,5	0,0	1,4	1,8
Eolien	HTA	86,6	0,0	0,0	0,6	0,6

Tableau 3 - Comparaison entre le tarif de soutien (résultant d'un guichet ouvert ou d'un appel d'offres) et les coûts de raccordement pris en charge par le TURPE (source : CRE, janvier 2026)

Annexe 5 : Liste des entités et personnes auditionnées

Directions d'administration centrale

- Direction Générale de l'Energie et du Climat
- Direction Générale du Trésor
- Direction Générale des Entreprises
- Direction du Budget
- Direction Générale de la Prévention des Risques
- Direction de l'Eau et de la Biodiversité
- Direction de l'Habitat, de l'Urbanisme et des Paysages

Représentation permanente auprès de l'Union européenne

Autres organismes publics et parapublics

- ADEME
- BPI France
- Caisse des Dépôts
- Commission de Régulation de l'Energie

Parlementaires français

- Jean-Luc Fugit, député, président du Conseil Supérieur de l'Energie
- Agnès Pannier-Runacher, députée, ancienne ministre chargée de l'énergie
- Raphaël Schellenberger, député chargé d'une mission temporaire ayant pour objet l'identification et la levée des freins à l'électrification des industries

Associations de collectivités locales

- Départements de France
- Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
- Régions de France

Commission européenne

- Cabinet de la Vice-présidente exécutive chargée d'une transition propre, juste et compétitive
- Direction Générale en charge de l'Energie
- Direction Générale en charge de la Concurrence

Parlementaires européens

- François-Xavier Bellamy
- Christophe Grudler
- Thomas Pellerin-Carlin

Organisations professionnelles et associations

- Energies Renouvelables pour Tou.te.s
- Enerplan
- Fédération Nationale de l'Énergie Solaire
- France Agrivoltaïsme
- France Industrie
- France Renouvelables
- Syndicat des Energies Renouvelables
- Union Française de l'Électricité

Syndicats

- CFE CGC Energies
- FNME CGT

Gestionnaires de réseaux publics d'électricité

- Enedis
- RTE

Autres entreprises

- EDF
- EnergyPool
- Engie
- Epyr
- Feedgy
- Neoen
- NW
- Octopus Energy
- TotalEnergies

Groupes de réflexion

- Agora
- Bruegel

Annexe 6 : Liste des contributions écrites

- ADEME
- Akuo
- Andera Smart Infra
- Aurora Energy Research
- Cercle d'Etudes Réalités Ecologiques et Mix Energétique
- CFE CGC Energie
- CleanHorizon
- COPACEL
- Commission de Régulation de l'Energie
- Départements de France
- Direction de l'Eau et de la Biodiversité
- Direction Générale des Entreprises
- Direction Générale de la Prévention des Risques
- Direction Générale du Trésor
- Direction de l'Habitat, de l'Urbanisme et des Paysages
- Eclipse
- EDF
- Entreprises Locales d'Energies
- Enedis
- Energies Renouvelables pour Tou.te.s
- Energy Pool
- Enerplan
- Engie
- Epyr
- Feedgy
- Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
- Fédération Nationale de l'Energie Solaire
- FNME CGT
- France Agrivoltaïsme
- France Industrie
- France Renouvelables
- Futur
- GreenYellow
- Iberdrola
- Idex
- IFPEN
- Institut Montaigne
- Kyotherm
- La Plateforme Verte

- Luciole
- MEDEF
- Neoen
- NW
- Octopus Energy
- Photosol
- Patrimoine Nucléaire et Climat France
- Réseau Action Climat
- Régions de France
- Réseau Energies Terre & Mer
- RTE
- Syndicat des Energies Renouvelables
- Smart Energy
- Storio Energy
- Terra Nova
- Tesla
- TotalEnergies
- TTR Energy
- Union Française de l'Electricité
- WWF France

Annexe 7 : Contributions écrites