

Avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (2025-2030, 2031-2035) de métropole continentale

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, saisi par la ministre chargée de l'énergie, par courrier en date du 7 novembre 2024, pour avis sur le volet étude d'impact budgétaire du projet de PPE en matière de charges de service public de l'énergie ;

1. constate que le travail mené dans le cadre de l'étude d'impact de la PPE est cohérent avec les méthodes établies par le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité dans ses travaux¹. Le Comité considère par ailleurs pertinent le principe d'une distinction opérée entre « les charges déjà engagées » et « les charges à engager » dans le cadre de la PPE3.

2. constate des écarts parfois significatifs entre son évaluation des charges liées aux nouveaux engagements pour atteindre les objectifs du projet de PPE3 et celles présentées dans l'étude d'impact du projet de PPE3, mais souligne que ce travail de chiffrage reste marqué par plusieurs incertitudes fortes, notamment s'agissant de la variabilité des prix de marché de l'électricité et du gaz, des objectifs de développement des énergies renouvelables (selon les différents scénarios considérés) ou des prix captés² par les installations sur les marchés de gros de l'énergie. Ainsi, le Comité recommande aux pouvoirs publics, d'inclure dans la version finale de la PPE3 une réactualisation des modélisations des charges et du chiffrage (p. 161 et 162), afin de :

- Détailler davantage les hypothèses de chiffrage retenues dans le corps du document ;
- Modifier certaines hypothèses telles que le développement de nouveaux projets hors soutien public afin de les aligner avec celles retenues par le Comité, comme détaillées dans le présent avis ;
- Actualiser les résultats du chiffrage a posteriori de l'avis du Comité en tenant compte par exemple des objectifs ou des répartitions par filière par exemple.

¹ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>.

² Les prix de vente « captés » par les différentes filières tiennent compte de la répartition des heures de production de chacune des technologies, qui n'est pas homogène sur l'année : à titre d'exemple, le prix de marché « capté » par les installations photovoltaïques est formé sur les heures d'ensoleillement.

3. propose une réactualisation des tableaux du chiffrage du projet de PPE3 avec les hypothèses et ajustements exposés dans son avis, en considérant un troisième scénario « médian » :

Tableau 1 - Estimation du coût sur la période 2024-2060 des engagements supplémentaires pris entre 2025 et 2035 nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE3 en fonction des scénarios des prix de l'énergie

Dépenses supplémentaires à engager pour atteindre les objectifs de la PPE3 (Md€ ₂₀₂₄)	Scénario « bas » des prix de l'énergie ³		Scénario « médian » des prix de l'énergie ⁴	Scénario « haut » des prix de l'énergie ⁵	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE3	Estimation du Comité	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE3
Solaire photovoltaïque	47 à 76	60 à 73	34 à 57	19 à 32	5 à 6
Eolien à terre	22 à 28	16 à 22	6 à 8	-16 à -12	-20 à -15
Eolien en mer	25	7	- 7	- 47	-39
Biométhane injecté	5 à 11	29	4 à 9	4 à 8	21
Autres (dont hydroélectricité)	5	3	3	0	1
TOTAL	103 à 145	114 à 133	40 à 69	-36 à -23	-32 à -28

Le Comité estime que le coût des nouveaux engagements pris entre 2025 et 2035 nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par le projet de PPE3 se situera entre -36 Md€₂₀₂₄ et 145 Md€₂₀₂₄ sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien, selon les scénarios de prix de marché de l'électricité et du gaz retenus et l'objectif de développement des énergies renouvelables (trajectoire de référence ou haute). Eu égard à la temporalité de conclusion des contrats de soutien et à leur durée, le paiement de ces charges s'étalerait jusqu'en 2060.

Le Comité chiffre également le total des CSPE restant à payer sur la période 2024-2060 en prenant en compte les engagements à fin 2024 et les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs PPE3.

³ 50 €/MWh pour l'électricité et 20 €/MWh pour le gaz en 2030 pour le chiffrage du Comité et 52 €/MWh pour l'électricité et 23 €/MWh pour le gaz pour le projet de PPE.

⁴ 70 €/MWh pour l'électricité et 35 €/MWh pour le gaz en 2030.

⁵ 95 €/MWh pour l'électricité et 50 €/MWh pour le gaz en 2030 pour le chiffrage du Comité et 94 €/MWh pour l'électricité et 48 €/MWh pour le gaz pour le projet de PPE.

Tableau 2 - Estimation du total des CSPE restant à payer sur la période 2024-2060 pour atteindre les objectifs du projet de PPE3 en fonction des scénarios des prix de l'énergie

Dépenses à engager pour atteindre les objectifs de la PPE3 et assurer le financement des engagements précédents (Md€ ₂₀₂₄)	Scénario « bas » des prix de l'énergie		Scénario « médian » des prix de l'énergie	Scénario « haut » des prix de l'énergie	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE3	Estimation du Comité	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE3
Engagements à fin 2024	114	106	89	59	37
Nouveaux engagements	103 à 145	114 à 133	40 à 69	-36 à -23	-32 à -28
TOTAL	216 à 258	220 à 239	130 à 159	23 à 37	5 à 9

Il convient de prendre en compte dans cette étude d'impact les sommes déjà engagées au titre des contrats de soutien signés jusqu'au 31 décembre 2024 qui participent à l'atteinte des objectifs fixés par le projet de PPE3 et pour lesquelles les engagements restent en grande partie encore à payer (entre 59 et 114 Md€₂₀₂₄ selon le scénario de prix).

L'atteinte des objectifs de la PPE3 sera également influencée par le développement plus ou moins rapide d'un parc renouvelable hors soutien de l'Etat, par exemple sous la forme de PPA⁶ Greenfield. A ce titre, les prix de l'énergie constitueront un élément clé sur la capacité des différentes filières renouvelables à se développer sans soutien public. Dans un scénario de prix durablement élevés, les modélisations prévoient l'existence de charges de service public de l'énergie négatives pérennes, c'est-à-dire des périodes longues durant lesquelles les énergies renouvelables seront une source de recettes pour le budget général de l'État. Or, dans un tel scénario, il est plus probable que le développement des PPA soit plus important, mais aussi que les sorties anticipées de contrats se multiplient et viennent ainsi réduire les recettes attendues. Ces sorties de contrat ont été constatées en 2022 au pic de la crise énergétique, selon les conditions prévues par ces contrats.

⁶ Les Power Purchase Agreement (PPA) sont des contrats d'achat d'électricité conclus à long terme entre un producteur d'énergie et un acheteur. Un PPA est dit « Greenfield » lorsqu'il contribue au développement de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable par opposition à des infrastructures déjà existantes.

Par l'ajout d'un scénario de prix médian (70 €/2024/MWh pour l'électricité et 35 €/2024/MWh pour le gaz à partir de 2030), le Comité analyse la sensibilité au prix de marché, de l'impact budgétaire de la PPE en matière de charges de service public de l'électricité des nouvelles installations. Une variation à la hausse de 20 €/2024/MWh pour l'électricité et de 15€/2024/MWh pour le gaz par rapport au scénario « bas » des prix de l'énergie, se traduit ainsi par une baisse du total des charges sur la période 2024-2060 compris entre 87 et 100 Md€/2024. Le Comité constate que les prix actuellement observés sur le marché à terme de l'électricité se situent à un niveau proche du scénario médian qu'il retient (70 €/2024/MWh en 2030) et qu'ils s'inscrivent dans la fourchette des projections étudiées dans le cadre du projet de PPE3 (entre 54 et 94 €/2024/MWh). Même si la trajectoire des coûts de production des différentes filières ne fait pas l'objet dans cet avis d'une analyse de sensibilité, le Comité souligne également son potentiel impact budgétaire. L'évolution, par exemple, des taux d'intérêt ou du prix des matières premières dont certaines sont déterminantes dans le coût de production des filières, doit rester un élément de vigilance.

Il en est de même pour la sensibilité du montant des engagements aux prix « captés » par les différentes filières renouvelables sur les marchés de gros de l'énergie. Bien que le projet de PPE3 et le chiffrage du Comité intègre ce concept de « prix captés » pour les filières éolien et photovoltaïque (avec une hypothèse sensiblement différente dans le chiffrage du Comité pour cette dernière filière), les facteurs de décote demeurent particulièrement difficiles à anticiper. Cette difficulté est amplifiée par l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique, qui accroît le risque de « cannibalisation », c'est-à-dire une diminution progressive de la valeur marchande de leur énergie sur les marchés. Le Comité souligne également que ce prix capté sera influencé par les installations dans les pays voisins interconnectés avec le réseau national.

4. Le Comité observe que 4 filières représentent l'essentiel des charges : le photovoltaïque, l'éolien terrestre, l'éolien en mer et le biométhane injecté :

- ❖ Concernant la filière photovoltaïque, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales supplémentaires comprises entre 19 Mds€/2024 (scénario PPE3 bas et prix de gros élevés) et 76 Mds€/2024 (scénario PPE3 haut et prix de gros bas). Ils représenteront entre 81% et 85% du coût total des nouveaux engagements dans le scénario de prix médian, proposé par le Comité. Le surcoût de production unitaire moyen⁷ est compris entre 0 €/2024/MWh pour les appels d'offres photovoltaïque au sol dans le scénario de prix de marché élevés et 63 €/2024/MWh pour les arrêtés tarifaires bâtiment dans le scénario de prix de marché bas. Au-delà des scénarios de prix et de l'objectif de développement (scénarios PPE3 haut ou bas), le Comité souligne que le chiffrage est particulièrement sensible à la répartition des nouveaux projets entre différentes typologies

⁷ Coût pour les finances publiques lié au soutien de la production d'un MWh égal à la différence entre le tarif garanti et le prix capté sur le marché.

d'installations, et notamment à la répartition des objectifs entre photovoltaïque (PV) sur toitures et PV au sol. À titre illustratif, transférer 1 GW d'objectif PPE3 du guichet ouvert PV Bâtiment⁸ vers l'appel d'offres PV Sol⁹ conduirait à une économie pour le budget de l'État estimée à 0,8 Mds€₂₀₂₄ sur l'ensemble de la période soutien.

- ❖ Concernant la filière éolienne terrestre, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales comprises entre -16 Mds€₂₀₂₄ (scénarios PPE3 haut et prix de gros élevés) et 28 Mds€₂₀₂₄ (scénarios PPE3 haut et prix de gros bas). Ils représenteront entre 11% et 15% du coût total des nouveaux engagements dans le scénario de prix médian, proposé par le Comité. Le surcoût de production unitaire moyen est compris entre -14 €₂₀₂₄/MWh et 26 €₂₀₂₄/MWh en fonction des scénarios de prix. Aussi, la filière éolien terrestre présente des coûts proches d'être compensés par les recettes tirées du marché de l'électricité : l'engagement de l'État fait davantage office de garantie face à la volatilité des prix de gros plutôt que de soutien financier.

- ❖ Concernant la filière de l'éolien en mer (posé et flottant), le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales comprises entre -47 Mds€₂₀₂₄ (scénario de prix de gros élevés) et +25 Mds€₂₀₂₄ (scénario de prix de gros bas) et représenteront entre - 18% et - 10% du coût total des nouveaux engagements dans le scénario de prix médian. Le surcoût de production unitaire moyen est compris entre -28 €₂₀₂₄/MWh et +15 €₂₀₂₄/MWh en fonction des scénarios de prix de gros. Le Comité note, à ce titre, qu'y compris dans le scénario de prix bas de l'électricité, la filière de l'éolien en mer posé représenterait une recette pour le budget de l'Etat, témoignant de coûts de production structurellement compétitifs par rapport au prix de gros de l'électricité.¹⁰ Pour l'éolien en mer, le contrat de complément de rémunération est obligatoire pour pouvoir exploiter l'installation. Pour l'éolien en mer posé, le contrat de complément de rémunération engendre des revenus pour l'Etat dans les 3 scénarios de prix de gros mais garantit également une certaine stabilité des recettes du producteur face à la volatilité des prix de gros.


⁸ 22,0 GW dans le scénario PPE bas / 36,5 GW dans le scénario PPE haut.

⁹ 8,7 GW dans le scénario PPE bas / 14,2 GW dans le scénario PPE haut.

¹⁰ Pour l'éolien en mer, le coût du raccordement est supporté par le gestionnaire de réseau et n'apparaît donc pas dans ces estimations.

- ❖ Concernant la filière du biométhane injecté, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales supplémentaires comprises entre 4 Mds€₂₀₂₄ (scénarios PPE3 bas et prix de gros élevés) et 11 Mds€₂₀₂₄ (scénarios PPE3 haut et prix de gros bas). Ils représenteront entre 11% et 13% des charges totales des nouveaux engagements dans le scénario de prix médian, proposé par le Comité. Le surcoût de production unitaire moyen est compris entre 76 €₂₀₂₄/MWh PCS et 106 €₂₀₂₄/MWh PCS en fonction des scénarios de prix de gros du gaz. Le Comité souligne cependant que ce résultat repose sur l'hypothèse que la grande majorité des nouvelles installations nécessaires à l'atteinte des objectifs du projet de PPE3 se développeront grâce au dispositif extra-budgétaire des certificats de production de biométhane (CPB) qui représente 91% de la production additionnelle en 2030 et 90% de la production additionnelle en 2035 dans le scénario PPE3 haut. Le Comité estime que si le volume de biométhane soutenu via l'arrêté tarifaire venait à augmenter d'une capacité de production annuelle d'1 TWh PCS en substitution de volumes développés via les certificats de production biométhane CPB, le surcoût estimé sur l'ensemble de la durée de soutien est estimé entre 1,1 et 1,5 Mds€₂₀₂₄ selon le scénario de prix.

Le Comité estime par ailleurs que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales supplémentaires comprises entre 0 et 4 Mds€₂₀₂₄ pour la filière hydraulique et entre 0 et 1 Md€₂₀₂₄ pour la filière hydrolienne selon l'hypothèse retenue de prix de gros. Les objectifs du projet de PPE3 relatifs aux STEP et à l'hydrogène ne sont pas pris en compte dans le chiffrage du Comité car les modalités d'un éventuel soutien sont trop incertaines à ce stade.



Rapport annexé à l'avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité relatif au volet budgétaire de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (2025-2030, 2031-2035) de métropole continentale

I. Contexte

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a été institué par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) avec pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité. Placé auprès du ministre chargé de l'énergie, sa composition¹¹ vise à garantir l'objectivité de ses évaluations. Le Comité a pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires sur les engagements pluriannuels pris au titre de ces charges, notamment relatives au développement des investissements nécessaires pour la transition énergétique.

À cette fin, le Comité réalise chaque année une évaluation des engagements pris par l'État au titre des charges de service public de l'énergie et une projection de l'évolution prévisible de ces engagements dans le futur. Depuis 2019, cinq rapports annuels¹² ont ainsi été publiés.

Le Comité rend par ailleurs des avis sur les volets budgétaires des études d'impact des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). En effet, en application du code de l'énergie (article L. 141-1), la programmation pluriannuelle de l'énergie qui établit par décret les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental comporte une étude d'impact incluant un volet consacré aux charges de service public de l'électricité au titre du code de l'énergie (article L. 141-3).

Conformément à cet article, le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a ainsi été saisi une première fois, en mars 2019, par le ministre de la Transition Ecologique et Solidaire, pour émettre un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité du projet de PPE2 (2019-2028) pour la métropole continentale. À cette occasion, Le Comité avait alors estimé que les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par le projet de PPE 2 se situeraient entre 21 et 61 Md€ sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien des énergies renouvelables électriques, selon l'évolution des coûts de production des différentes filières concernées et des prix de marché de l'électricité¹³. Par courrier daté du 7 novembre 2024, le Comité, a de nouveau été sollicité par la ministre chargée de l'énergie pour qu'il émette cette fois-ci un avis sur le projet de PPE3 (2025 - 2035) pour la métropole continentale.

¹¹ Le Comité comprend trois personnes qualifiées respectivement pour leurs compétences dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non-interconnectées et de la protection des consommateurs, ainsi que l'ensemble des institutions concernées par les charges de service public de l'énergie : parlementaires, Cour des comptes, administrations.

¹² <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

¹³ Idem.

Depuis le précédent avis du Comité sur le projet de PPE2 pour la métropole continentale, le système de compensation des charges de service public de l'énergie a été particulièrement affecté par la crise sanitaire du Covid-19, puis par la crise énergétique début du second semestre 2021, aggravée en 2022 par l'invasion de l'Ukraine par la Russie et par la faible disponibilité du parc nucléaire français en raison du phénomène de corrosion sous contrainte. Par ailleurs, la sécheresse a réduit la production hydraulique.

La crise du Covid-19 a ainsi provoqué une hausse des charges de service public de l'énergie liées au soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières et à la cogénération au gaz naturel qui ont culminé à 6,7 Md€ au titre de l'année 2020 en raison de la baisse des prix de gros de l'électricité qui a diminué la valorisation de l'électricité et du gaz produit sur les marchés de gros¹⁴. À partir du second semestre de l'année 2021 et jusqu'en 2023, la forte hausse des prix de l'électricité et du gaz a, au contraire, entraîné une chute des charges de service public de l'énergie liées au soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières et à la cogénération au gaz naturel. De 2022 à 2023, les charges nettes de service public de l'énergie liées aux énergies renouvelables électriques sont devenues négatives (-4,6 Mds€ au total sur ces deux années)¹⁵. Dans cette situation, la valorisation des productions soutenues sur le marché est devenue supérieure à leur tarif d'achat ou de référence ce qui a généré une recette nette pour le budget de l'Etat. Il est à noter que les périodes de prix hauts sur les marchés de gros ont eu d'autres conséquences sur les consommateurs qui ont conduit l'Etat à mettre en place de nouveaux engagements tels que les boucliers tarifaires (voir la note dédiée du Comité à ce sujet¹⁶).

¹⁴ Annexe 7 de la délibération de la CRE du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 consultable à l'adresse suivante : <https://www.cre.fr/documents/deliberations/evaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-pour-2025-et-a-la-reevaluation-des-charges-de-service-public-de-lenergie-pour-2024.html>

¹⁵ Idem.

¹⁶ Rapport intermédiaire 2024 du Comité sur les contractualisations de l'Etat engagées en 2023 en métropole continentale et le coût des mesures de soutien aux consommateurs pour les prix du gaz et de l'électricité consultable à l'adresse suivante : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/comite-gestion-charges-service-public-lelectricite-cgcspe>

II. Description des objectifs du projet de PPE3 par filière concernée par les charges de service public de l'énergie

Le projet de PPE3 fixe des objectifs ambitieux pour le développement des énergies renouvelables électriques et notamment pour celles soutenues par le système de compensation des charges de service public de l'énergie avec des trajectoires en termes de puissance installée :

- **Solaire photovoltaïque (PV)** : le parc atteignait une puissance installée hors Corse de 21,4 GW à la fin du premier semestre 2024. La PPE3 prévoit une augmentation significative, avec un objectif de 54 à 60 GW en 2030 et de 75 à 100 GW en 2035 ;
- **Éolien terrestre** : le parc atteignait une puissance installée hors Corse de 22,7 GW à la fin du premier semestre 2024. La PPE3 fixe des objectifs de 33 à 35 GW en 2030 et de 40 à 45 GW en 2035 ;
- **Éolien en mer** : le parc atteignait une puissance installée hors Corse de 1,5 GW à la fin du premier semestre 2024. La PPE3 prévoit des objectifs de 4 GW en 2030, puis 18 GW en 2035 ;
- **Hydraulique (incluant les STEP)** : le parc atteignant une puissance installée hors Corse de 25,5 GW fin 2023. La PPE3 prévoit des objectifs de 26 GW en 2030 et 29 GW en 2035.

Par ailleurs, le projet de PPE3 définit des objectifs pour la **filière du biométhane injecté**. La production annuelle cible est de 44 TWh en 2030 et entre 44 et 79 TWh en 2035, contre 11,1 TWh produits lors du deuxième semestre 2023 et du premier semestre 2024. Ces objectifs seront atteints grâce à des installations dont le développement sera favorisé, d'une part, par les arrêtés tarifaires pour les petites unités, et d'autre part, par le dispositif des certificats de production de biométhane (CPB) pour les unités de grande capacité (mécanisme extrabudgétaire hors CSPE). Contrairement au précédent avis du Comité sur la PPE2, qui portait exclusivement sur les énergies renouvelables électriques, cette filière fera l'objet d'une analyse intégrée dans le présent chiffrage du Comité.

Le tableau ci-dessous synthétise les objectifs du projet de PPE3 par filière et année.

Tableau 1 - Objectifs de développement des énergies renouvelables électriques et gazières dans le projet de PPE3

En GW installé/TWh produit à la fin de l'année N	Fin S1 2024	2030	2035
Photovoltaïque (GWc)	21,4	54 - 60	75 - 100
Eolien terrestre (GW)	22,7	33 - 35	40 - 45
Eolien en mer (GW)	1,5	4	18
Hydraulique (y.c STEP) (GW)	25,5	26	29
Biométhane injecté (TWh produit sur la dernière année glissante)	11,1	44	44 – 79

III. Synthèse du volet budgétaire du projet de PPE3

Le volet budgétaire du projet de PPE3, sur lequel le Comité a été saisi, examine le coût du soutien à la production d'énergies renouvelables électrique et gazière. L'Etat soutient le différentiel entre un niveau de tarif garanti aux producteurs (reflétant le coût complet des différentes filières) et le prix capté « marché » de la production soutenue, qui dépend du prix des marchés de gros de l'énergie et du profil de production des installations soutenues. Le coût budgétaire est ainsi apprécié en fonction de la différence entre l'évolution anticipée de ces différentes composantes. Les perspectives d'évolution des tarifs de soutien prévisionnels sont présentées pour chaque filière. L'évaluation du montant budgétaire du soutien étatique est par ailleurs décomposée entre les coûts liés aux engagements antérieurs de l'Etat et les nouveaux coûts, pour le soutien des nouvelles capacités liées à la PPE3.

La mise en œuvre des trajectoires de développement des énergies renouvelables prévues par le projet de PPE3 se traduit par une évolution des charges de service de l'énergie dépendant des prix de l'énergie. Deux scénarios de prix de l'énergie sont ainsi étudiés dans le projet de PPE3 pour l'estimation des coûts de soutien public au développement de l'électricité et du gaz renouvelables :

- Un scénario « bas » avec un prix de gros de l'électricité atteignant 52 €/2024/MWh et 23 €/2024/MWh PCS pour le gaz en 2030, les charges annuelles totales de soutien à la production d'énergie renouvelable, évolueraient de 7,9 Mds€/2024 au titre de l'année 2025 à 11,6 Mds€/2024 en 2030 et 10,7 Mds€/2024 en 2035 pour le scénario de référence de développement des énergies renouvelables. Les nouveaux engagements liés à la PPE3 représenteraient 114 Md€/2024 entre 2025 et 2060 en faisant l'hypothèse d'un prix de l'énergie stable¹⁷ au-delà de 2030.
- Un scénario « haut » avec un prix de gros de l'électricité atteignant 94 €/2024/MWh et 50 €/2024/MWh PCS en 2030, les charges annuelles baisseraient de 5,1 Mds€/2024 en 2030 à 1,4 Mds€/2024 en 2035 pour le scénario de référence de développement des énergies renouvelables. Les nouveaux engagements liés à la PPE3 se traduiraient par un montant net négatif de -27,5 milliards d'euros 2024.

Ces éléments financiers et de méthodologie font l'objet du présent avis du CGCSPE.

¹⁷ En euros constants.

IV. Approche méthodologique retenue par le Comité

A. Définition de la notion d'engagement

Les dispositifs de soutien à la production d'énergies renouvelables (contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération) garantissent aux producteurs une rémunération de l'énergie produite sur le long terme, en les couvrant face au risque d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité ou du gaz. Ils traduisent ainsi un **engagement** pluriannuel des acheteurs obligés compensés par l'État, dans le cadre de la politique de soutien aux énergies renouvelables. Le Comité retient comme point de départ des engagements pluriannuels :

- La date de demande complète de contrat¹⁸ dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production d'électricité et la signature du contrat¹⁹ dans le cadre des arrêtés tarifaires relatifs à la production de biométhane injecté ;
- La date de désignation des lauréats par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre des procédures concurrentielles.

B. Principe général des compensations de l'Etat relatives aux contrats de soutien

L'énergie soutenue dans le cadre des contrats de soutien est valorisée sur les marchés de l'énergie (soit par un acheteur obligé/organisme agréé dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat soit par le producteur lui-même ou via un agrégateur dans le cadre du dispositif de complément de rémunération). Le montant de cette valorisation se déduit des montants à compenser par l'Etat.

C. Principe du calcul des charges de service public de l'énergie

Les engagements, tels que définis ci-dessus, correspondent à la somme des charges induites par les contrats de soutien sur leur durée, le plus souvent 15 ou 20 ans. Si les modalités de la compensation annuelle des charges de service public de l'énergie aux opérateurs supportant ces charges peuvent différer selon le type de contrat, le principe général de calcul reste le même.

¹⁸ Les textes réglementaires encadrant les guichets ouverts (arrêtés tarifaires) relatifs à la production d'électricité prévoient que la demande complète de contrat sécurise, sous réserve de la complétude du dossier et de l'éligibilité de l'installation, le droit au contrat d'achat ou de complément de rémunération pour le producteur. On considère ainsi l'État engagé dès lors que cette demande a été déposée.

¹⁹ S'agissant du biométhane injecté, c'est la date de signature du contrat qui détermine le tarif d'achat applicable. On considère dans le présent rapport l'État engagé dès lors que le contrat d'achat est signé.

Dans le cadre des travaux du Comité, l'estimation des charges en euros courants se fait selon la formule suivante :

$$\text{Charges [€]} = \text{Capacité [MW]} \times \left(\text{Productible [Hepp}^{20}] \times (\text{Tarif} - \text{Valorisation marché énergie}) [\text{€/MWh}] - \text{Valorisation marché capacité [€/MW]}^{21} \right)$$

Dans le cadre du chiffrage du présent projet de PPE3, le Comité a également effectué une estimation des charges en euros constants €₂₀₂₄.

V. Hypothèses retenues par le Comité pour le chiffrage de l'impact budgétaire des nouveaux engagements

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) sur lequel le Comité a été saisi pour avis s'agissant du volet relatif aux charges de service public de l'énergie (CSPE) détermine des objectifs à fin 2030 et 2035 exprimés :

- En puissance installée par filière pour les énergies renouvelables électriques pouvant faire l'objet d'un soutien public ;
- En objectifs annuels de production pour le biogaz/biométhane²².

Le projet de PPE3 ne précise cependant pas la trajectoire d'engagements que l'Etat devra prendre sur la période de la PPE3 pour atteindre ces objectifs, à l'exception des filières de l'éolien en mer et de l'hydrolien. Pour évaluer les charges engendrées par l'atteinte de ces objectifs, le Comité a ainsi estimé des trajectoires d'engagements permettant d'atteindre les objectifs fixés par les scénarios haut et bas du projet de PPE3.

²⁰ Heures équivalent pleine puissance, ou MWh produits par MW installé.

²¹ Le terme « valorisation marché capacité » intègre une hypothèse de ratio de certification par filière.

²² Le gaz renouvelable produit à partir de biomasse peut exister sous deux formes différentes, définies dans l'article R. 446-1 du code de l'énergie. Le biogaz désigne « *les combustibles ou carburants gazeux produits à partir de la biomasse* ». Ce biogaz est composé majoritairement de méthane (50-70 %) et de dioxyde de carbone (20-50 %) et peut comporter des traces d'azote, d'ammoniac et de sulfure d'hydrogène. Le biométhane est « *le biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel* ». Le biogaz doit être épuré avant son injection dans les réseaux de gaz naturel pour présenter des caractéristiques physico-chimiques semblables à celles du gaz naturel.

Le Comité considère les éléments suivants déterminants pour évaluer l'évolution de la puissance installée constatée à la fin du premier semestre 2024 :

- La décroissance du stock existant d'installations en service qui arrive en fin de vie technique au cours de la période PPE3 ;
- Les volumes de projets soutenus sur lequel l'Etat s'est déjà engagé financièrement à la fin de l'année 2024 mais qui n'a pas encore été mis en service à la fin du S1 2024 ;
- Les volumes potentiels de nouveaux projets qui se développeront hors soutien public (« PPA Greenfield »).

Grâce aux différents points susmentionnés, le Comité a déduit les engagements financiers supplémentaires à prendre par l'Etat entre 2025 et 2035 (qui sera indiqué « période PPE3 » dans la suite du document), afin d'atteindre les objectifs respectivement 2030 et 2035 du projet de PPE3. Ces objectifs sont analysés dans le projet de PPE3 selon deux scénarios « haut » et « bas ». Ainsi, le Comité retient différentes trajectoires d'engagements permettant d'atteindre les cibles basses et hautes prévues par le projet de PPE3 (dites « PPE bas » et « PPE haut »).

S'agissant des filières de l'éolien en mer et de l'hydrolien, le projet de PPE3 établit directement des objectifs explicites en matière de nouvelles capacités soutenues à engager sur la période PPE3, sans préciser de scénarios haut ou bas de développement. L'estimation des charges réalisée par le Comité porte ainsi sur ces engagements, sans distinction entre une cible basse et une cible haute.

A. Hypothèses communes à différentes filières d'évolution de la puissance installée du parc hors soutien

1. Fin de vie technique du parc existant

S'agissant des filières de l'**éolien à terre** et du **solaire photovoltaïque**, la Comité retient comme hypothèse que la fin de vie technique des parcs intervient entre 20 ans et 30 ans après leur mise en service. Ainsi, pour un ensemble de parc mis en service la même année, le Comité considère une hypothèse de décroissance du parc installé correspondant de 10% par an à partir de la 20^{ème} année d'exploitation. À partir de la fin des contrats de soutien (20 ans en général, 15 ans pour des contrats plus anciens) et jusqu'à la fin de vie technique des parcs, l'électricité produite est valorisée directement sur le marché et ne bénéficie plus d'un soutien de l'Etat.

S'agissant de la filière **hydraulique**, le Comité considère une hypothèse d'engagement relatif au dispositif de soutien à la rénovation d'installations mentionné dans le projet de PPE3 qui devrait permettre le maintien en fonctionnement d'une partie du parc existant.

S'agissant de la filière **biogaz** (pour la production d'électricité ou injecté dans le réseau de gaz naturel), les volumes de production arrivés en fin de contrat devraient représenter une production annuelle de l'ordre de 2 TWh PCS à horizon 2030²³ et 5 TWh PCS à horizon 2035²⁴. A ces échéances, le Comité considère que le dispositif extra-budgétaire de certificat de production de biogaz (CPB) pourrait soit i) permettre de maintenir en exploitation ces installations sous réserve d'une valorisation du biogaz sous forme de biométhane injecté soit ii) permettre le remplacement de ces installations par de nouvelles. La production annuelle de biogaz de ces installations en fin de contrat sont ainsi ajoutés aux trajectoires CPB présentées par la suite.

2. Développement de nouveaux projets hors soutien public (« PPA Greenfield »)

Le Comité considère que le développement de nouveaux projets sans engagement financier de l'Etat dépendra largement de l'évolution du niveau des prix de gros captés par chacune des filières et retient donc une hypothèse de signature de nouveaux contrats de vente direct dits « *PPA Greenfield* » pour les filières éolien à terre et photovoltaïque différenciée selon le scénario de prix de gros considéré (95€₂₀₂₄/MWh, 70€₂₀₂₄/MWh, 50€₂₀₂₄/MWh). Ces hypothèses normatives prennent notamment en compte le rythme de signatures de *PPA Greenfield* constaté ces dernières années, la non-éligibilité de certaines installations aux dispositifs de soutien actuels et des hypothèses retenues de prix de gros futurs captés par ces filières.

Tableau 2 – Hypothèses retenues par le Comité relatives à la trajectoire de développement hors soutien public des filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien à terre

Signature de PPA Greenfield (MW/an)	Prospective	
	2025-2030	2031-2035
Solaire photovoltaïque	300	500
	150	250
	75	125
Eolien à terre	200	500
	100	250
	50	125

²³ Incluant quasi-exclusivement des installations actuellement destinées à la production d'électricité.

²⁴ Incluant environ pour moitié des installations actuellement destinées à la production d'électricité en fin de contrat et pour moitié des installations destinées à la production de biométhane injecté.

Les sous-parties de la section B. dédiées à l'éolien à terre et au solaire photovoltaïque détaillent le volume cumulé de mises en service additionnelles de projets développés hors soutien public résultant des signatures de PPA Greenfield constatées avant fin 2024, des hypothèses de nouvelle signature de PPA décrites dans la présente section et d'une hypothèse de délai de mise en service des installations propres à chaque filière.

B. Trajectoires d'engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs du projet de PPE3

1. Eolien à terre

Le projet de PPE3 établit un objectif de puissance installée entre 33 GW (PPE bas) et 35 GW (PPE haut) à fin 2030 et entre 40 GW (PPE bas) et 45 GW (PPE haut) à fin 2035.

A la fin du 1^{er} semestre 2024, le parc éolien à terre installé en métropole hors Corse s'élève à 22,7 GW²⁵. Le Comité estime que :

- Cette puissance devrait augmenter d'environ +4,9 GW (+22%) du fait des projets qui font déjà l'objet d'un engagement de l'Etat à fin 2024²⁶ ;
- Au sein du parc déjà en service à la fin du premier semestre 2024, la puissance cumulée en fin de vie technique devrait être d'environ 1,8 GW en 2030 et 5,8 GW en 2035 ;
- Le volume de mises en service additionnelles post fin du 1^{er} semestre 2024 de projets développés hors soutien public devrait être situé entre 0,7 GW et 1,1 GW en 2030 et entre 1,0 et 2,3 GW en 2035, selon l'hypothèse de prix de marché retenue²⁷.

Enfin, le Comité retient pour la filière de l'éolien à terre un délai moyen de mise en service de 3 ans entre la date à laquelle l'Etat attribue un soutien à un projet et la date effective de sa mise en service. Ainsi, seuls les engagements supplémentaires pris entre 2025 et fin 2027 influenceront sur la puissance installée à fin 2030 et seuls les engagements supplémentaires pris avant fin 2032 influenceront sur la puissance installée du parc à fin 2035.

Compte tenu des hypothèses décrites ci-dessus, le Comité estime que les trajectoires d'engagements post-taux de chute qui permettent d'atteindre les objectifs du projet de PPE3 sont celles décrites dans le tableau suivant :

²⁵ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-eolien-deuxieme-trimestre-2024-0>

²⁶ Cette estimation est sensible aux différentes hypothèses de taux de chute retenues.

²⁷ Cette estimation tient compte des signatures de PPA Greenfield constatées avant fin 2024, des hypothèses de nouvelle signature de PPA décrites en partie 5.A. et d'un délai de mise en service des installations de 3 ans après la signature du PPA.

Tableau 3 – Trajectoires d’engagements annuels estimées par le Comité permettant d’atteindre les objectifs fixés par le projet de PPE3 pour la filière éolien à terre²⁸

	Engagements annuels post-taux de chute moyens nécessaires à l’atteinte des objectifs du projet de PPE3		Cible de développement actuel de l’AO PPE2 Eolien à terre ²⁹ (post hypothèse de taux de chute de 20 %)
	2025 – 2027	2028 – 2032	
Atteinte des objectifs bas	2,1 GW/an	2,1 GW/an	1,48 GW/an (volume annuel appelé de 1,85 GW)
Atteinte des objectifs hauts	2,8 GW/an	2,7 GW/an	

Les trajectoires d’engagements estimées par le Comité pour la filière éolien à terre sont donc, pour les deux objectifs cibles, au-dessus de la cible actuelle de développement de l’appel d’offres PPE2 Eolien à terre.

²⁸ Les chiffres présentés correspondent à l’estimation de la moyenne des volumes à engager dans les trois différents scénarios de prix (le volume à engager est moindre si le volume de projet hors soutien est plus important).

²⁹ <https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appel-doffres-portant-sur-la-realisation-et-lexploitation-dinstallations-de-production-deelectricite-a-partir-de-lenergie-mecanique-du-vent-implantees-a-terre.html>

Figure 1 – Dynamique de développement du parc éolien à terre permettant d’atteindre les objectifs PPE3 bas et selon le scénario de prix de marché bas

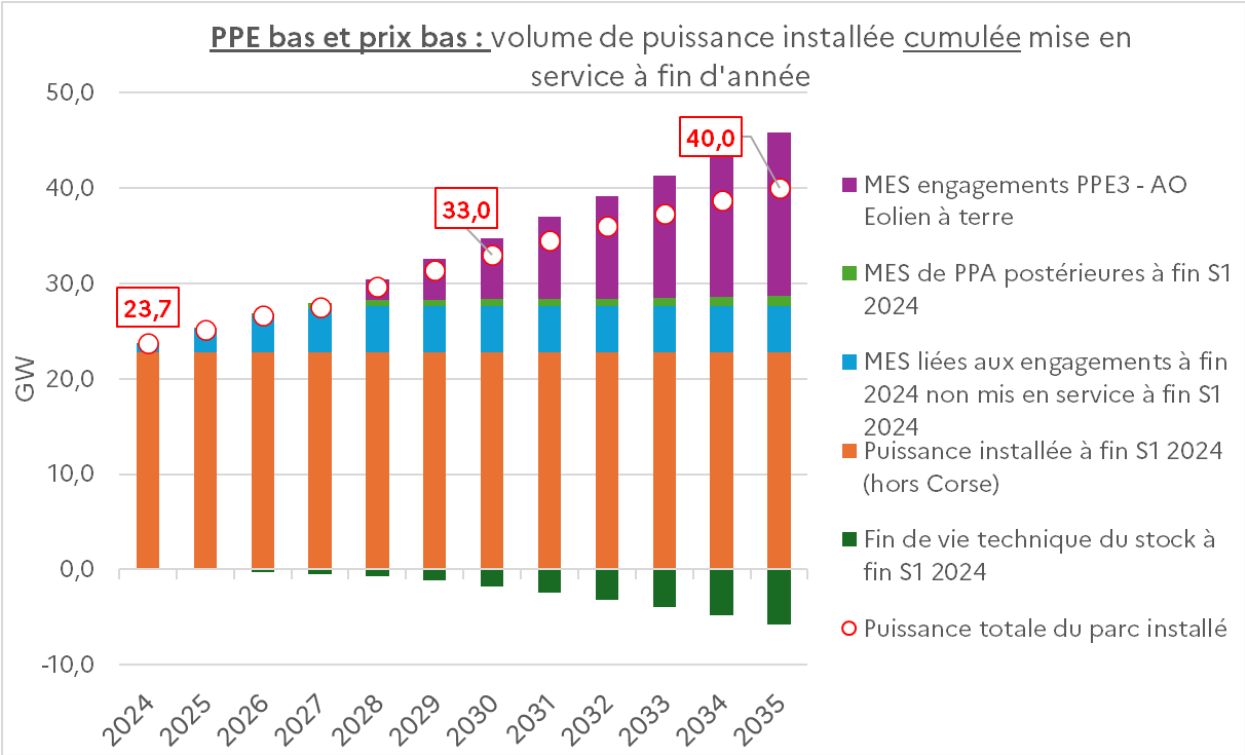
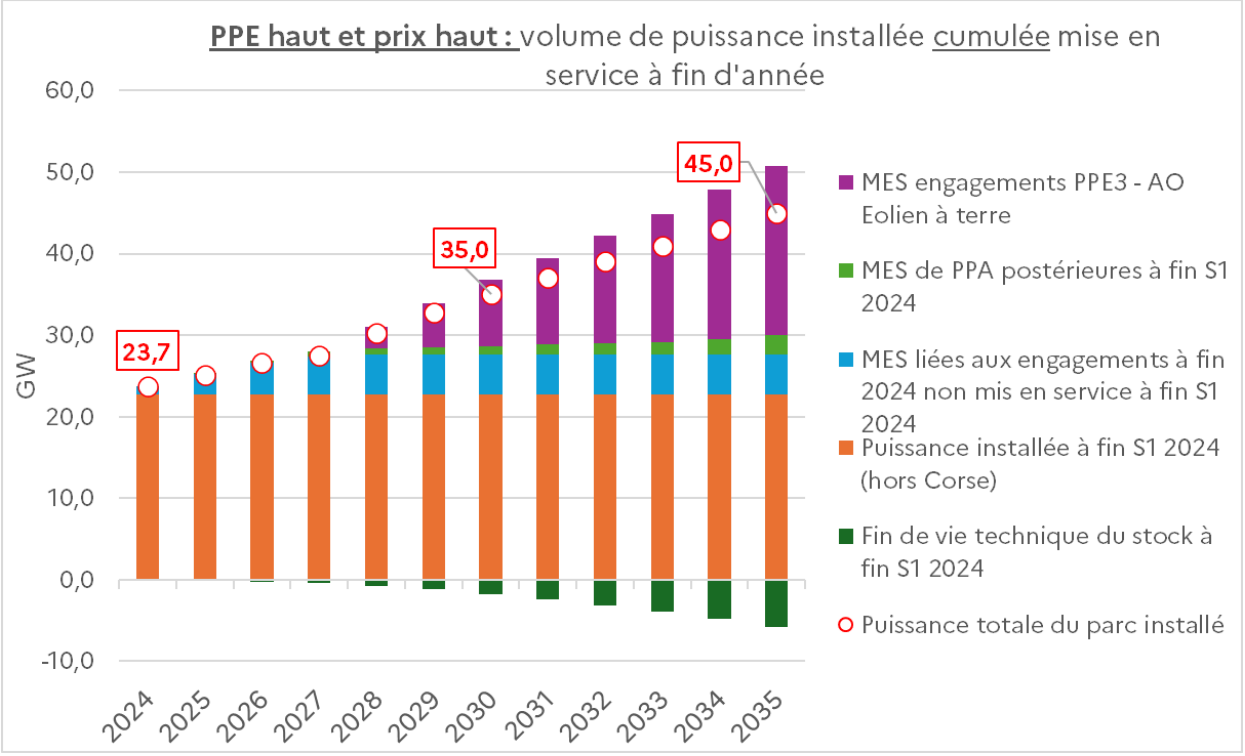


Figure 2 – Dynamique de développement du parc éolien à terre permettant d’atteindre les objectifs PPE3 haut et selon le scénario de prix de marché haut



2. Solaire photovoltaïque (PV)

Le projet de PPE3 établit un objectif de puissance installée des installations PV entre 54 GW et 60 GW³⁰ à fin 2030 et entre 75 GW et 100 GW à fin 2035. La répartition pour les nouveaux engagements par typologie d'installation est précisée de la sorte :

- Solaire PV sur les petites et moyennes toitures : 55,0% (soutien actuel sous forme d'un guichet ouvert sur la tranche 0-500 kWc) ;
- Solaire PV sur les petites installations au sol : 10,0% (mise en place d'un soutien sous forme de guichet ouvert sur la tranche 0-1 MWc mentionné par le projet de PPE3) ;
- Solaire PV sur les grandes toitures : 10,5 % (soutien actuel sous la forme d'un appel d'offres) ;
- Solaire PV sur les grandes installations au sol : 24,5 % (soutien actuel sous la forme d'un appel d'offres).

Le parc solaire PV installé en métropole hors Corse s'élève à 21,4 GW à la fin du premier semestre 2024³¹. Le Comité estime que :

- Cette puissance devrait augmenter d'environ +14,0 GW (+65%) du fait des projets qui font déjà l'objet d'un engagement de l'État à fin 2024, dont +10,3 GW de PV sur bâtiments et +3,7 GW de PV au sol³² ;
- Au sein du parc en service à la fin du 1^{er} semestre 2024, la puissance cumulée en fin de vie technique devrait être de 0,1 GW en 2030 et de 2,5 GW en 2035 ;
- Le volume de mises en service additionnelles post fin du 1^{er} semestre 2024 de projets développés hors soutien public devrait être situé entre 1,8 GW et 2,5 GW en 2030 et entre 2,1 et 3,7 GW en 2035, selon l'hypothèse de prix de marché retenue³³.

Enfin, le Comité retient pour la filière du solaire photovoltaïque un délai moyen de mise en service de 1 an s'agissant des projets pour lesquels le soutien est attribué via un guichet ouvert et de 2 ans pour les projets pour lesquels ce soutien est attribué via un appel d'offres. Ainsi, seuls les engagements supplémentaires pris entre 2025 et fin 2029 influenceront sur la puissance installée à fin 2030 et seuls les engagements supplémentaires pris avant fin 2034 influenceront sur la puissance installée du parc à fin 2035.

³⁰ Le document ne précise pas si les objectifs de la future PPE sont exprimés en Gigawatts électriques ou en Gigawatts crêtes, le Comité a donc considéré dans l'ensemble de ses analyses, à des fins de simplification, que l'unité GW permettant le dimensionnement des différents dispositifs de soutien est identique à l'unité utilisée dans le dimensionnement des objectifs PPE et des données publiées par le SDES, ce qui n'est pas exacte en pratique (par exemple, les puissances appelées dans les appels d'offres actuels sont exprimés en MWc cumulés, tandis que les données du SDES font état de puissances raccordés en MWe).

³¹ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-solaire-photovoltaique-deuxieme-trimestre-2024-0>

³² Cette estimation est sensible aux différentes hypothèses de taux de chute retenues.

³³ Cette estimation tient compte des signatures de PPA Greenfield constatées avant fin 2024, des hypothèses de nouvelle signature de PPA décrites en partie 5.A. et d'un délai de mise en service des installations de 2 ans après la signature du PPA.

Compte tenu des hypothèses présentées, le Comité estime que les trajectoires d’engagements post-taux de chute qui permettent d’atteindre les objectifs de PPE3 sont les suivantes :

Tableau 4 - Trajectoires d’engagements annuels estimées par le Comité permettant d’atteindre les objectifs fixés par le projet de PPE3 pour la filière du solaire photovoltaïque³⁴

		Estimation des engagements post-taux de chute à prendre pour atteindre les objectifs du projet de PPE3		Cibles de développement actuelles des dispositifs de soutien en vigueur/en projet (en considérant une hypothèse de taux de chute de 20 %)
		2025-2029	2030-2034	
Guichet ouvert PV Bâtiment	PPE bas	1,8 GW/an	2,5 GW/an	1,44 GW/an ³⁵ (cible de 1,8 GW / an)
	PPE haut	2,6 GW/an	4,7 GW/an	
Guichet ouvert PV Sol	PPE bas	0,3 GW/an	0,5 GW/an	0,48 GW / an (cible de 0,6 GW / an) - <i>Non entré en vigueur à fin 2024</i>
	PPE haut	0,5 GW/an	0,9 GW/an	
Appel d’offres PV Bâtiment	PPE bas	0,4 GW/an	0,5 GW/an	0,88 GW/an ³⁶ (volume annuel appelé de 1,1 GW)
	PPE haut	0,5 GW/an	0,9 GW/an	
Appel d’offres PV Sol	PPE bas	0,8 GW/an	1,1 GW/an	1,48 GW/an (volume annuel appelé de 1,85 GW)
	PPE haut	1,1 GW/an	2,1 GW/an	
Total	PPE bas	3,4 GW/an	4,6 GW/an	4,28 GW/an
	PPE haut	4,6 GW/an	8,6 GW/an	

³⁴ Les chiffres présentés correspondent à la moyenne des estimations de volume à engager dans les différents scénarios de prix.

³⁵ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d’achat de l’électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l’énergie solaire photovoltaïque, d’une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3 de l’article D. 314-15 du code de l’énergie et situées en métropole continentale.

³⁶ <https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appel-doffres-portant-sur-la-realisation-et-lexploitation-dinstallations-de-production-deelectricite-a-partir-de-lenergie-solaire-centrales-sur-batiments-serres-agrivoltaiques-ombrieres-et-ombrieres-agrivoltaiques-de-puissance-superieure-a-500-kwc.html>

Compte tenu de la répartition mentionnée dans le projet de PPE3, les trajectoires d'engagements sur la période 2025-2029 estimées par le Comité pour la filière du solaire photovoltaïque sont pour les deux objectifs cibles en 2030 :

- Inférieures aux cibles actuelles de développement des appels d'offres PV Sol et PV Bâtiment ;
- Supérieures à la cible actuelle de développement du guichet ouvert PV Bâtiment (en vigueur) et similaire à celle du guichet ouvert PV Sol (en projet). Il convient néanmoins de noter que s'agissant du guichet ouvert PV Bâtiment, les volumes contractualisés (pré-taux de chute) entre le T1 2023 et le T3 2024 sont en moyenne de 1,4 GW/trimestre soit plus de 3 fois supérieurs à la cible de développement actuelle du guichet ouvert.

Figure 3- Dynamique de développement du parc photovoltaïque permettant d'atteindre les objectifs PPE3 bas et selon le scénario de prix bas

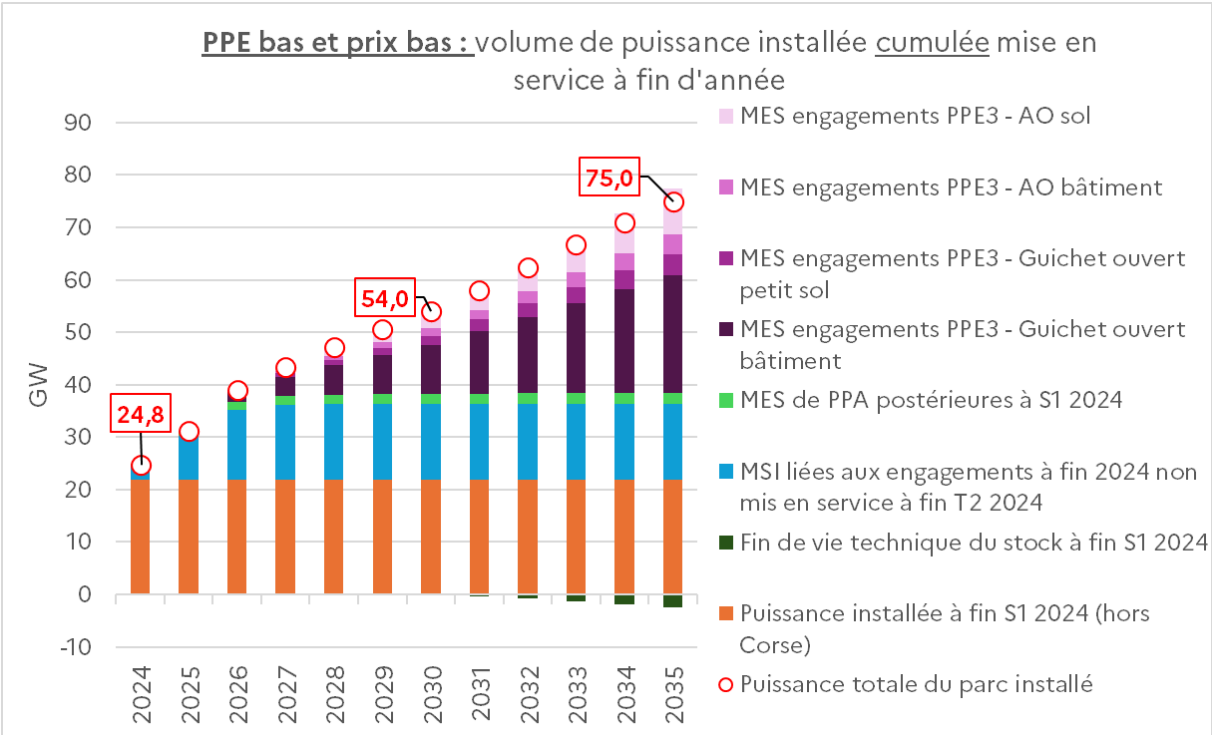
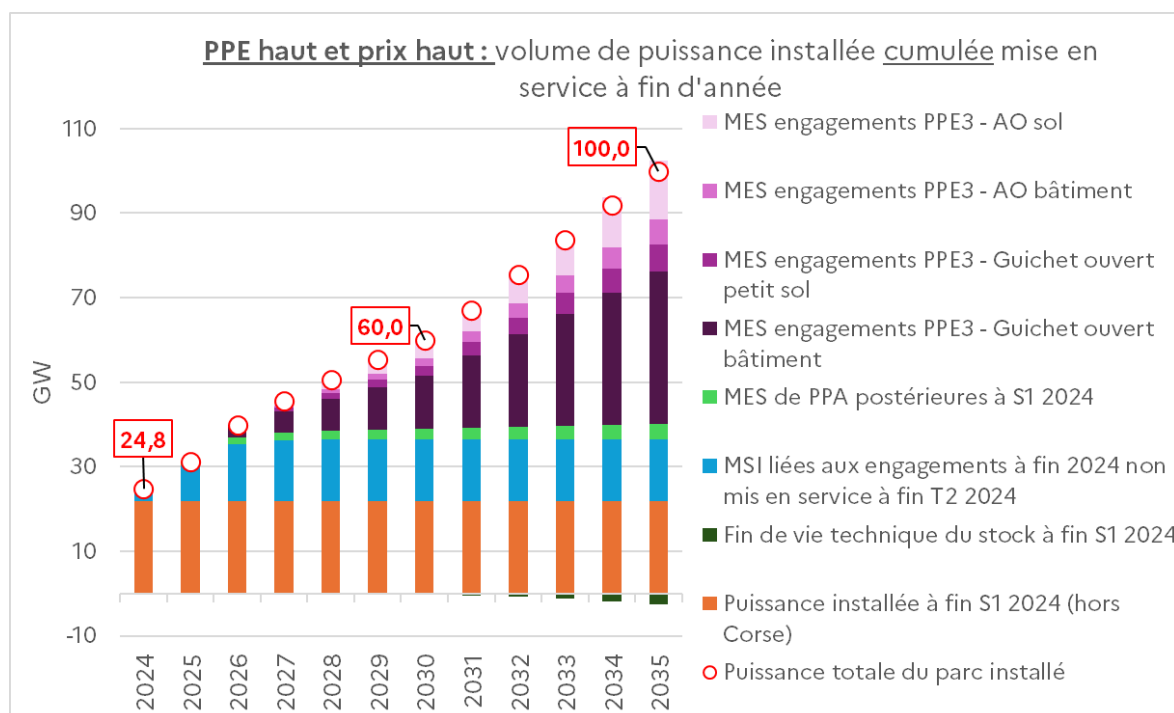


Figure 4- Dynamique de développement du parc photovoltaïque permettant d'atteindre les objectifs PPE3 haut et selon le scénario de prix haut



3. Autres filières électriques

S'agissant de **l'éolien en mer**, le projet de PPE3 mentionne explicitement l'objectif d'attribuer une puissance cumulée de 26 GW d'ici 2030-2031, avec un objectif de mise en service d'ici à 2040. Le Comité retient ainsi un total d'engagements supplémentaires³⁷ à prendre sur la période PPE3 (procédures concurrentielles dites AO7³⁸, AO8³⁹, AO9⁴⁰, AO10 et AO11) d'une puissance cumulée de 20,9 GW, dont 9,5 GW d'éolien en mer posé, 9,0 GW d'éolien en mer flottant et 2,4 GW d'éolien posé en grande profondeur (parcs pour lesquels il a été retenu une hypothèse de tarif située entre l'hypothèse de tarif pour de l'éolien en mer posé et l'hypothèse pour de l'éolien en mer flottant). Les dates de mise en service retenues dépendent de chaque procédure concurrentielle et se répartissent entre 2032 et 2040.

³⁷ Le Comité retient comme point de départ d'un engagement la date à laquelle le lauréat est désigné par le ministre chargé de l'énergie.

³⁸ Dialogue concurrentiel n°2/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées de production d'électricité en Sud-Atlantique au large de l'île d'Oléron.

³⁹ Dialogue concurrentiel n°3/2022 portant sur un second projet d'installation d'éoliennes en mer posées au large de la Normandie au sein de la zone « Centre Manche ».

⁴⁰ Dialogue concurrentiel n°1/2024 portant sur quatre Projets d'installation d'éoliennes en mer situés respectivement au large du sud de la Bretagne, en mer Méditerranée (deux Projets) et en Sud-Atlantique.

S'agissant de **l'hydrolien**, le projet de PPE3 évoque « *un appel d'offres hydrolien de 250 MW qui pourra être lancé au Raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030, avec une valeur cible de 120 €/MWh.* » Le Comité retient ainsi cet engagement dans les scénarios PPE3 haut et bas, avec une hypothèse de mise en service en 2032.

S'agissant de **l'hydraulique**, le projet de PPE3 mentionne une augmentation de la puissance installée de 485 MW d'ici 2035, via guichet ouvert et appel d'offres.

Le Comité a par ailleurs retenu comme hypothèse que 750 MW de projets en fin de contrat feront l'objet d'un nouvel engagement de l'Etat sur la période de la PPE3 par le biais d'un dispositif de soutien à la rénovation d'installations mentionné dans le projet de PPE3. Celui-ci devrait permettre le maintien en production d'une partie du stock existant.

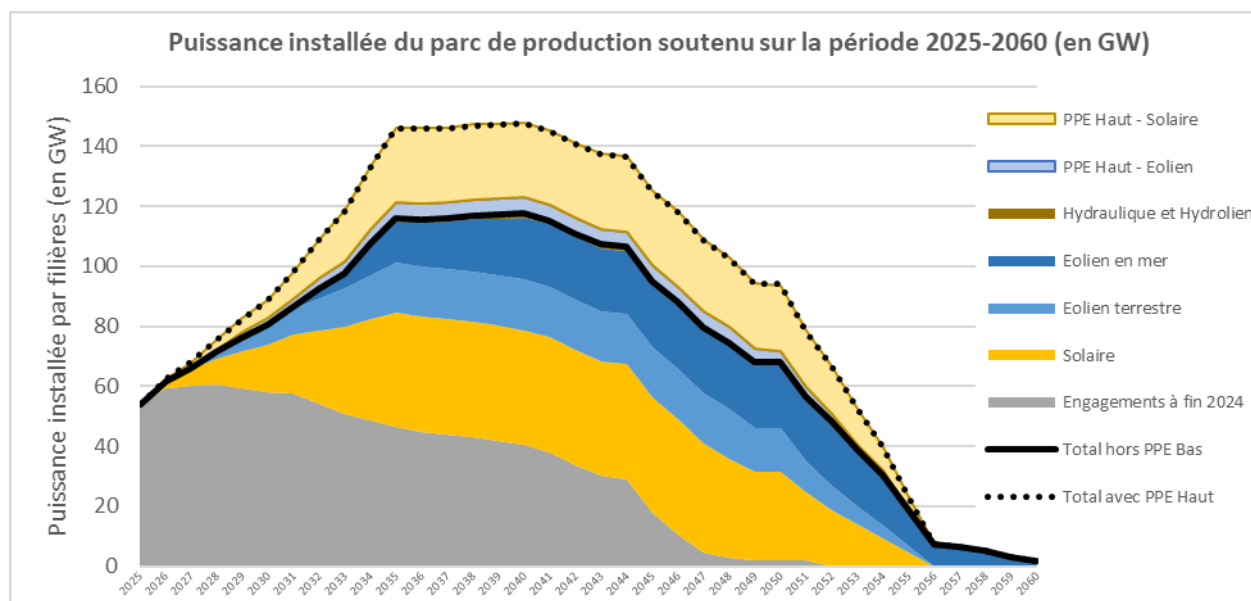
Enfin, le projet de PPE3 mentionne une augmentation des capacités de grande hydroélectricité et le développement de capacités de STEP à hauteur de 1,7 GW. Une partie de ces objectifs pourrait engendrer des dépenses de CSPE supplémentaires, notamment le soutien à certaines STEP mais le Comité ne retient pas d'hypothèses d'engagements liées à ces objectifs, car les modalités de ce soutien sont incertaines à ce stade. Ces possibles engagements supplémentaires ne sont d'ailleurs pas inclus dans le volet chiffrage du projet de PPE3.

S'agissant du soutien à la production d'**hydrogène décarboné**, le soutien à la filière évoqué par le projet de PPE3 n'est pas inclus dans le chiffrage du Comité car les modalités de ce soutien sont également incertaines à ce stade.

4. Bilan des volumes à engager pour atteindre les objectifs établis par le projet de PPE3 en matière d'énergie renouvelable électrique

Le graphique ci-dessous dresse un bilan de l'évolution de la puissance installée du parc soutenu permettant d'atteindre les objectifs de la PPE3 selon les hypothèses décrites dans cette partie ci-dessus pour l'ensemble des filières renouvelables électriques.

Figure 5 - Evolution estimée de la puissance installée du parc soutenu selon les hypothèses présentées par le Comité pour les filières énergies renouvelables électriques afin d'atteindre les objectifs de la PPE3



Le Comité estime ainsi que l'atteinte des objectifs du projet de PPE3 implique une puissance installée du parc soutenu⁴¹ qui s'élève entre 81 GW (PPE Bas) et 89 GW (PPE Haut) en 2030 et qui s'élève entre 116 GW et 146 GW en 2035 selon le scénario PPE3 retenu.

Les objectifs PPE3 seraient alors atteints par le cumul de la puissance installée i) du parc soutenu susmentionné, ii) des projets en fin de contrat de soutien qui n'ont pas atteint leur fin de vie technique et iii) des projets se développant hors soutien.

5. Biogaz (incluant le biométhane injecté)

Le projet de PPE3 établit un objectif de 50 TWh de production de biogaz en 2030, dont 44 TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) injectés dans le réseau de gaz. Par ailleurs, il est précisé qu'en 2035, la production de biogaz par méthanisation pourrait être comprise entre 50 et 85 TWh. Aucune mention spécifique à une évolution de la production d'électricité à partir de biogaz entre 2030 et 2035 n'est présentée.

Le Comité retient comme hypothèse que l'Etat ne prendra pas d'engagements supplémentaires relatifs à une production de biogaz destinée à la production électrique sur la durée de PPE3 et que la production actuelle d'environ 6 TWh PCS, se maintiendra sur toute la durée de PPE3 par un rehaussement de la trajectoire CPB permettant soit i) le maintien en

⁴¹ La puissance soutenue présentée résulte des nouveaux engagements PPE3 ainsi que des engagements à fin 2024 qui portent également sur d'autres filières pour lesquels des engagements supplémentaires ne sont pas explicitement prévus dans le projet de PPE3 (notamment biogaz, biomasse, centrale au gaz naturel, gaz de mines, géothermie, incinération).

fonctionnement des installations en fin de soutien ou ii) le remplacement de ces dernières par de nouvelles installations de biométhane injecté.

La production de biométhane injectée sur la dernière année glissante pour laquelle des données sont disponibles (du 01/07/2023 au 30/06/2024) était de 11,1 TWh⁴². Le Comité estime que les projets qui ont fait l'objet d'un engagement de l'Etat avant fin 2024 vont permettre à ce niveau de production annuelle d'augmenter de +3,9 TWh PCS (+35%). Pour ce faire, le Comité tient compte de la montée en charge de certaines installations déjà en service (+1,8 TWh PCS) et de la mise en service de nouvelles installations ayant déjà signé un contrat de soutien post taux de chute (+2,1 TWh PCS). Par ailleurs, le Comité retient l'hypothèse que la production de ces installations en injection se maintiendra sur toute la durée de la PPE3 par un rehaussement de la trajectoire des certificats de Production de Biogaz (CPB) permettant soit i) le maintien en fonctionnement des installations en fin de soutien ou ii) le remplacement de ces dernières par de nouvelles installations de biométhane injecté.

S'agissant du soutien à de nouvelles installations de biométhane injecté, le projet de PPE3 mentionne :

- Un soutien budgétaire via le maintien d'un guichet ouvert pour les petites installations⁴³ mais ne mentionne pas de dispositif de soutien budgétaire pour les grandes installations, par exemple sous la forme d'un appel d'offres ;
- Un soutien extra-budgétaire pour les plus grandes installations via le dispositif des Certificats de Production de Biogaz (CPB), faisant porter une obligation d'incorporation de biométhane aux fournisseurs de gaz naturel⁴⁴.

L'estimation réalisée par le Comité porte ainsi uniquement sur le soutien budgétaire relatif aux engagements pris dans le cadre du guichet ouvert réservé aux installations de taille inférieure à 25 GWh PCS. L'estimation des coûts engendrés pour les consommateurs de gaz naturel par le dispositif CPB n'entre pas dans le cadre des missions du Comité.

Enfin, le Comité retient pour la filière du biométhane injecté un délai moyen de mise en service de 2 ans après la signature d'un contrat dans le cadre du guichet ouvert et une période de montée en charge une fois les installations en service⁴⁵. Ainsi, seuls les engagements pris entre

⁴² <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/687>

⁴³ Le guichet ouvert actuel est encadré par l'arrêté dit « BI 2023 » du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

⁴⁴ Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz.

⁴⁵ Le Comité a retenu comme hypothèse que les installations produisent 45% de leur production annuelle prévisionnelle la 1^{ère} année post-mise en service, 80% la 2^e année et 100% la 3^e année. Cette hypothèse se base sur les niveaux de montée en charge observés par la CRE dans le cadre de son audit sur les installations de production de biométhane injecté : <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/bilan-technique-et-economique-des-installations-de-production-de-biomethane-injecte-hors-step-et-isdnd.html>

2025 et 2028 influenceront sur la production de biométhane injecté en 2030 et seuls les engagements supplémentaires pris avant 2033 influenceront sur la production en 2035.

Dans la mesure où le projet de PPE3 ne précise pas de répartition envisagée entre les volumes développés via le guichet ouvert et les volumes développés via le dispositif des certificats de Production de Biogaz (CPB), le Comité a retenu une trajectoire d'engagements pour le guichet ouvert basée sur le dimensionnement actuel du dispositif soit :

- **Une contractualisation chaque année d'une capacité de production supplémentaire de 0,8 TWh PCS/an sur la période 2025 – 2028 ;**
- **Aucune contractualisation supplémentaire à partir de 2029 dans le scénario PPE bas ;**
- **Une contractualisation annuelle moyenne d'une capacité de production supplémentaire de 0,8 TWh PCS/an sur la période 2029-2033 dans le scénario PPE haut.**

Compte tenu de ces hypothèses, le Comité estime que la production annuelle des installations en injection faisant l'objet d'un engagement budgétaire (engagements à fin 2024 et nouveaux engagements pour le guichet ouvert pris dans le cadre de PPE3) suivra la trajectoire suivante :

- 15,9 TWh PCS en 2028 ;
- 17,5 TWh PCS en 2030 et 15,7 TWh PCS en 2035 dans le scénario PPE bas ;
- 19,1 TWh PCS en 2035 dans le scénario PPE haut.

La trajectoire d'obligation CPB permettant d'atteindre les objectifs de la PPE3 (en incluant des hypothèses de renouvellement ou le maintien en exploitation des installations en fin de contrat présentés en partie A.1.) serait ainsi la suivante :

- 6,5 TWh PCS de CPB en 2028 (trajectoire actuelle⁴⁶) ;
- De l'ordre de 28 TWh PCS de CPB en 2030 (x4,4 par rapport au niveau d'obligation CPB de 2028) et 31 TWh PCS en 2035 dans le scénario PPE bas pour lequel la cible de production reste identique à la cible 2030 ;
- De l'ordre de 62 TWh PCS de CPB en 2035 dans le scénario PPE haut (x9,6 par rapport au niveau d'obligation CPB de 2028).

Il convient donc de noter que le chiffrage global du soutien au biométhane injecté demeure particulièrement sensible à la répartition entre les dispositifs mentionnés. Une forte augmentation du montant serait à prévoir en cas de substitution du soutien via les CPB par du soutien budgétaire.

⁴⁶ Trajectoire définie dans le décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz.

Les figures suivantes présentent les chroniques de production de biométhane injecté, en distinguant d'une part la production faisant l'objet d'un engagement budgétaire (biogaz destiné à la production d'électricité, engagements de biométhane injecté à fin 2024 et engagements supplémentaires PPE3) et d'autre part la trajectoire d'obligation CPB résultante permettant d'atteindre les objectifs de la PPE3.

Figure 6 - Production annuelle de biogaz consécutive de l'atteinte des objectifs PPE Bas sur la période 2025-2035

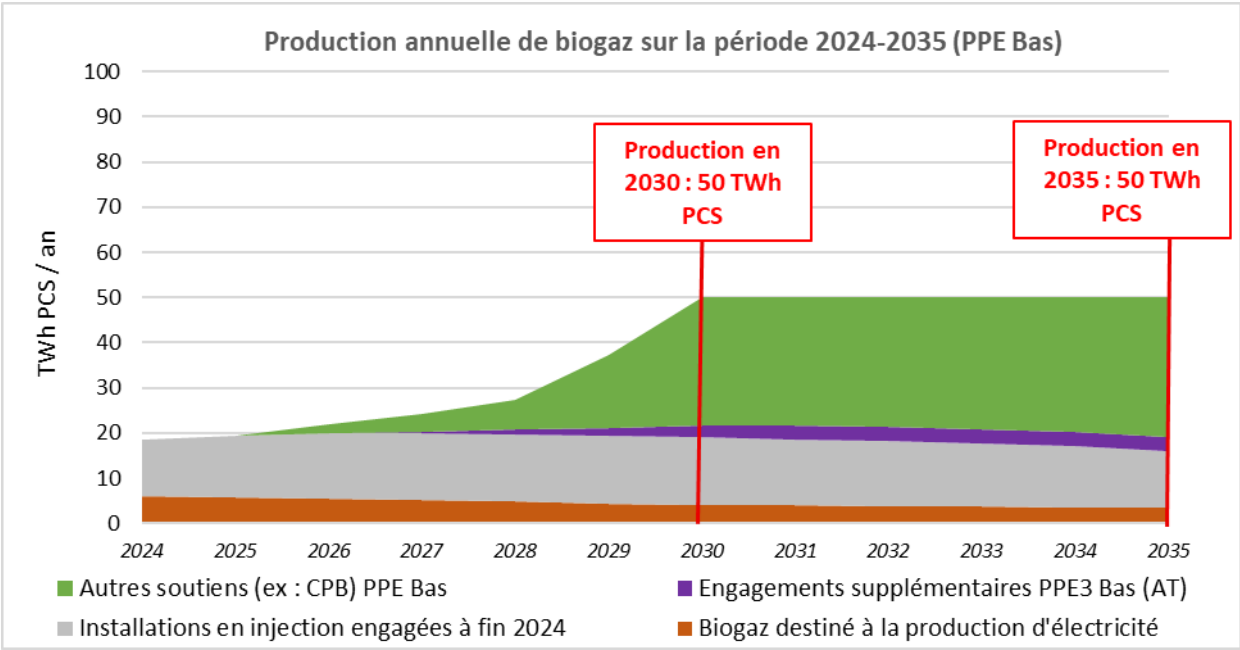
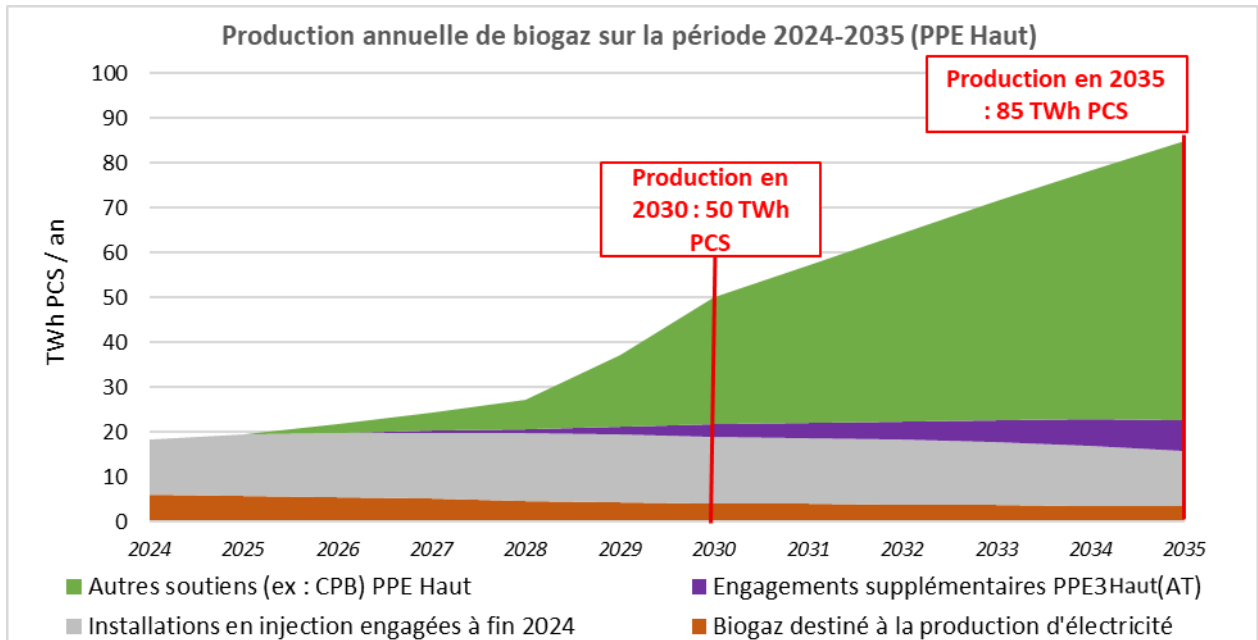


Figure 7 - Production annuelle de biogaz consécutive de l'atteinte des objectifs PPE Haut sur la période 2025-2035



C. Hypothèses de productible pour les nouveaux engagements

Dans son estimation, le Comité retient des hypothèses normatives de production par filière et typologie d'installations, sur la base des productibles constatés pour les installations déjà en service. Ces hypothèses sont cohérentes avec les précédents travaux de chiffrage du CGCSPE.

Tableau 5 – Synthèse par filière des hypothèses de productible retenues⁴⁷

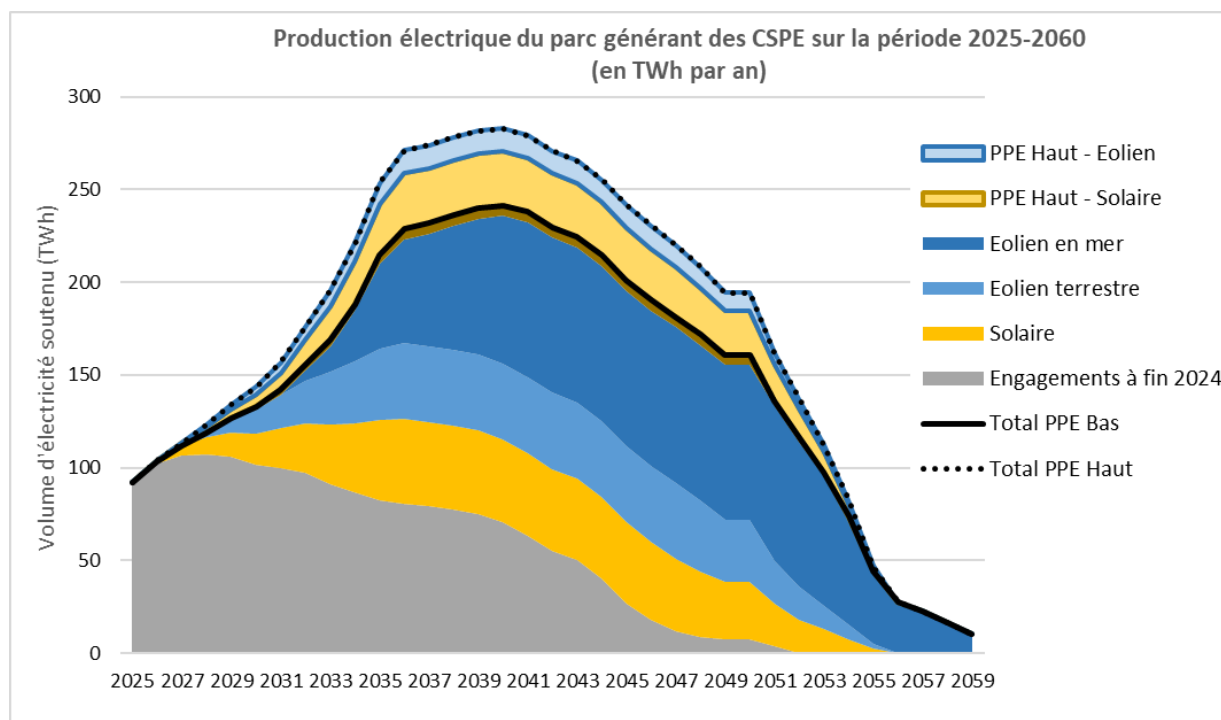
Filière de production	Productible de référence (hepp/an)	Taux de charge annuel correspondant (en %)
Photovoltaïque sur bâtiment	1 214	13,9%
Photovoltaïque au sol	1 229	14,0%
Eolien terrestre	2 453	30,0%
Eolien en mer	4 000	45,7%
Hydraulique	4 093	46,7%
Energies marines	2 190	25,0%

Pour la filière du solaire photovoltaïque (sur bâtiment et au sol), l'hypothèse de productible de référence est complétée par une hypothèse de dégradation du productible annuelle de 0,5% par an une fois l'installation mise en service.

Le graphique ci-dessous dresse un bilan de la chronique de production électrique soutenue lié à l'atteinte des objectifs PPE3. Il tient compte de l'évolution de la puissance installée du parc soutenu et des hypothèses de productibles décrites ci-dessus.

⁴⁷ Pour les filières du solaire PV sur bâtiment, du solaire PV au sol et de l'éolien terrestre, les hypothèses retenues sont issues du rapport de la CRE relatif l'état des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éolien terrestre et photovoltaïque (Septembre 2024).

Figure 8 - Evolution estimée de la production soutenue selon les hypothèses présentées par le Comité pour les filières énergies renouvelables électriques afin d’atteindre les objectifs de la PPE3



Le Comité estime ainsi que l’atteinte des objectifs du projet de PPE3 implique un maximum de production annuelle soutenue en 2035 compris entre 214 TWh et 253 TWh selon le scénario retenu.

D. Hypothèses de tarif de soutien (tarif d’achat⁴⁸ ou tarif de référence⁴⁹) pour les nouveaux engagements

Le volet chiffrage du projet de PPE3 présente des hypothèses de trajectoire de tarifs de soutien (en €/MWh) des contrats de soutien relatifs aux nouveaux engagements qui seront pris par l’Etat pour atteindre les objectifs de PPE3. Cette trajectoire tient compte d’une décroissance des tarifs de soutien en €₂₀₂₄ (euros constants) pour l’ensemble des dispositifs (hors éolien en mer posé)⁵⁰.

⁴⁸ Dans le cadre d’un contrat d’obligation d’achat.

⁴⁹ Dans le cadre d’un contrat de complément de rémunération.

⁵⁰ Le passage en euros courants implique en parallèle d’appliquer l’hypothèse normative d’inflation de +2%/an retenue dans le reste du chiffrage.

Cette trajectoire d'évolution des tarifs de soutien reflète une estimation de l'évolution des coûts de production des différentes filières. La baisse des tarifs en euros réels peut notamment refléter des avancées technologiques, des effets d'apprentissage, des économies d'échelle, en supposant une certaine cohérence entre l'évolution des coûts de production et le niveau des tarifs de soutien.

Au global, l'évolution des tarifs de soutien est très délicate à anticiper : le Comité retient donc des hypothèses d'évolution des tarifs similaires à celles retenues dans la version mise en consultation du projet de PPE3. Ces dernières lui semblent dans l'ensemble cohérentes. Néanmoins, l'hypothèse de tarif moyen retenue dans le volet chiffrage du projet de PPE3 de 160 €₂₀₂₄/MWh s'agissant des futurs engagements pris dans le cadre du guichet ouvert PV Bâtiment (arrêté tarifaire dit « S21 »⁵¹ actuellement) semble largement surestimé par rapport au tarif moyen pondéré par la puissance des contrats attribués en 2024 via l'arrêté tarifaire actuel⁵². Le Comité retiendra donc une hypothèse de 120 €₂₀₂₄/MWh afin d'assurer une plus grande cohérence entre les hypothèses retenues et le niveau des tarifs de soutien attribués récemment.

Par ailleurs, le Comité propose de retenir des hypothèses de tarifs pour les filières de l'hydraulique et de l'hydrolien qui devraient faire l'objet de nouveaux engagements dans le projet de PPE3, mais dont les hypothèses de tarifs ne sont pas précisées dans le volet chiffrage du document mis en consultation. Les hypothèses retenues correspondent à la valeur de tarif cible mentionné par le projet de PPE3 pour l'hydrolien et à une estimation du tarif moyen des différents dispositifs qui devraient donner lieu à de nouveaux engagement pour l'hydraulique.

Les hypothèses retenues par le Comité de tarifs des nouveaux engagements sont présentées dans le tableau ci-dessous⁵³. Les hypothèses qui diffèrent des hypothèses retenues dans le chiffrage du projet de PPE3 mis à la consultation sont présentées en vert.

⁵¹ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁵² Le tarif moyen pondéré par la puissance en tenant compte des demande complètes de raccordement pour l'arrêté tarifaire S21 sur les trois premiers trimestres de l'année 2024 est de 114,8€/MWh.

⁵³ Ces engagements donneront donc lieu à des mises en service plus tardives, en tenant compte de délais de mise en service différents selon les filières de production.

Tableau 6 – Hypothèses de tarifs de contrat de soutien prises par le Comité pour les nouveaux engagements PPE3 pris en 2025, 2030 et 2035

Tarif des contrats de soutien (€2024/MWh) par année d'engagement	2025	2030	2035
PV - Guichet ouvert Bâtiment	120	115	110
PV - Guichet ouvert Sol	88	84	80
PV - Appel d'offres Bâtiment	100	94	88
PV - Appel d'offres Sol	80	75	70
Eolien terrestre	90	85	80
Eolien en mer posé	50	50	-
Eolien en mer flottant	90	75	-
Biométhane injecté	148	133	133
Hydraulique ⁵⁴	108	108	108
Hydrolien	-	120	-

B. Scénarios de prix de marché

1. Des hypothèses de prix globalement construites en cohérence avec l'évolution du mix énergétique sous-tendue par la PPE3

L'évaluation du Comité prend en compte l'ambition annoncée de poursuivre la diversification du mix énergétique en développant les énergies renouvelables.

Deux des trois hypothèses d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité utilisées par le Comité dans son évaluation sont proches des trajectoires utilisées dans le projet de PPE : un scénario où le prix moyen de l'électricité est de 50 €₂₀₂₄/MWh en 2030 et une variante où le prix moyen est de 95 €₂₀₂₄/MWh en 2030.

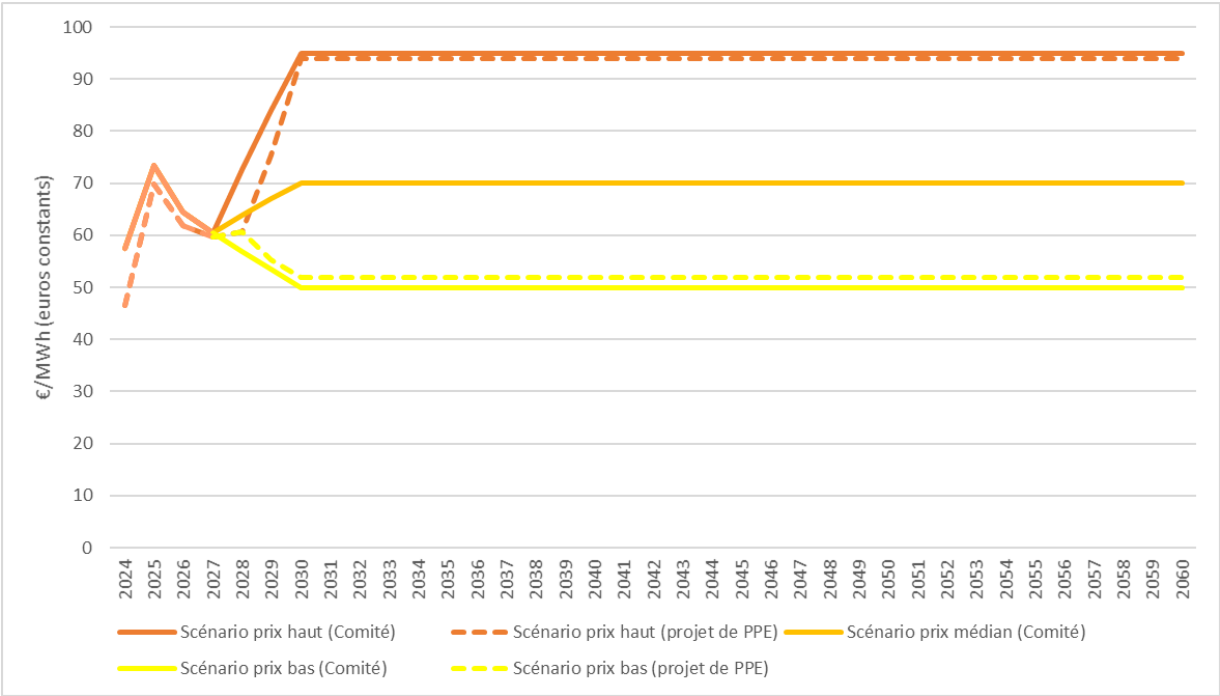
Néanmoins, le Comité a retenu un troisième scénario intermédiaire avec un prix moyen de l'électricité de 70 €₂₀₂₄/MWh.

Par ailleurs, les cotations pour 2028 du fait de volumes échangés sur les marchés à terme encore faibles pour cette année n'ont pas été pris en compte. Quel que soit le scénario, le prix de marché est par ailleurs considéré comme constant (en euros constants) au-delà de 2030.

Le graphique ci-dessous compare ainsi les scénarios de prix de l'électricité entre le projet de PPE3 et le chiffrage du Comité entre 2024 et 2060.

⁵⁴ Une hypothèse différenciée a été retenue pour les différents dispositifs de soutien à la filière. Le chiffre présenté correspond à la moyenne pondérée par les puissances engagées des différents dispositifs de soutien à la filière.

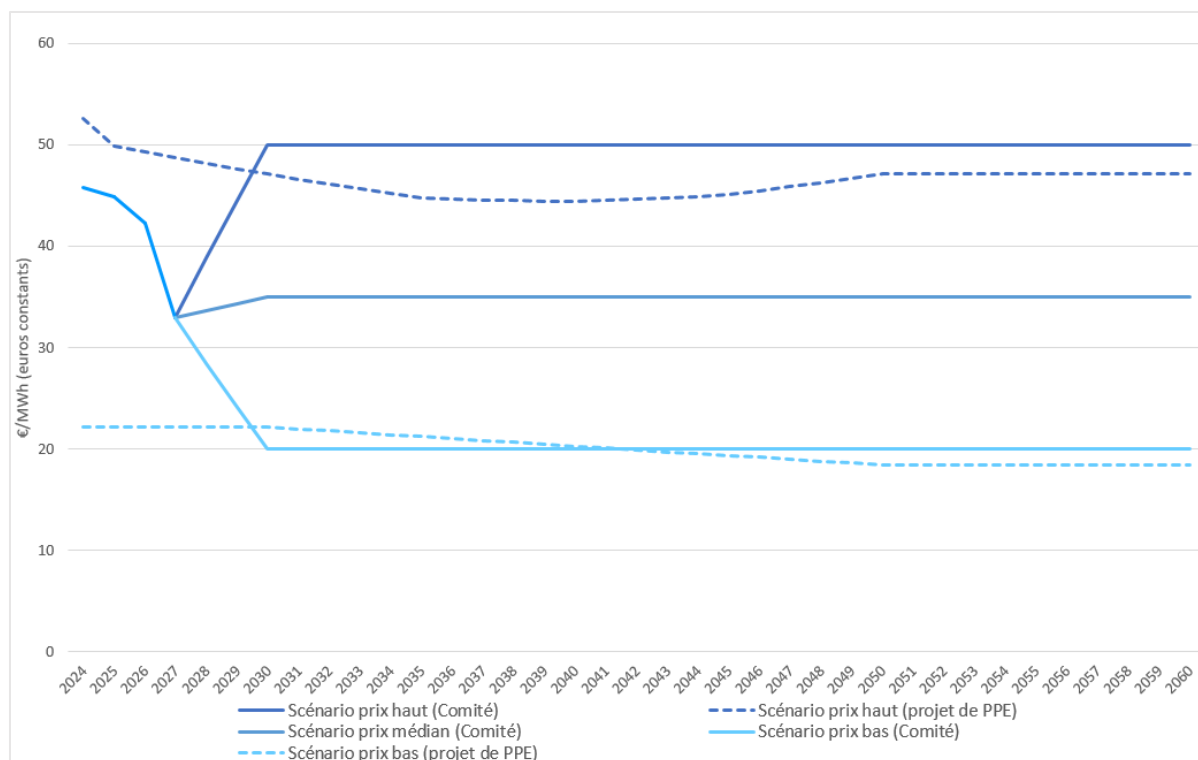
Figure 9 : comparaison des scénarios de prix de l'électricité entre le projet de PPE3 et le chiffreage du Comité



Concernant l'hypothèse sur les prix de gros du gaz, qui permet de calculer le coût des engagements relatifs à la filière du biométhane injectée, le Comité a considéré également un scénario supplémentaire avec un prix de 35 €₂₀₂₄/MWh PCS en plus des scénarios « bas » (20 €₂₀₂₄/MWh) et « haut » (50 €₂₀₂₄/MWh). De manière symétrique à l'électricité, le Comité, a aussi choisi d'intégrer les prix à terme du gaz (observés début novembre 2024) jusqu'en 2027.

Le graphique ci-dessous compare ainsi les scénarios de prix du gaz entre le projet de PPE3 et le chiffreage du Comité entre 2024 et 2060.

Figure 10 : comparaison des scénarios de prix du gaz entre le projet de PPE3 et le chiffrage du Comité



Les scénarios de prix de l'électricité retenus sont relativement cohérents avec ceux du prix du gaz, notamment en raison du rôle central que jouent actuellement les centrales à gaz dans la fixation des prix sur le marché spot.

2. Des prix de vente « captés » par les différentes filières qui doivent tenir compte des équilibres globaux du futur mix énergétique

Par ailleurs, la production des installations soutenues présente généralement un profil différent d'une production en base (production constante tout au long de l'année). La valorisation moyenne de l'énergie produite par les différentes filières s'éloigne donc d'une simple moyenne arithmétique de prix spot ou d'un produit « Calendaire Base » sur les marchés à terme. Les prix de vente moyens des installations de production d'électricité renouvelable seront ainsi généralement plus faibles que les prix moyens de l'électricité sur les marchés.

Si les scénarios d'évolution de prix de marché retenus par le projet de PPE3 prennent en compte ce phénomène (notion de « prix captés ») pour les filières photovoltaïques et éoliennes (à terre et en mer), les facteurs de décote annuels retenus dans le projet de PPE3 doivent, notamment pour le photovoltaïque, davantage prendre en compte la trajectoire du développement des énergies renouvelables selon le rythme prévu par le projet actuel de PPE. En effet, le risque de « cannibalisation », c'est-à-dire de baisse de la valeur de l'énergie

valorisée par les énergies renouvelables sur le marché de gros devrait être croissant dans un contexte d'une augmentation de la part de celle-ci dans le mix électrique.

Le tableau ci-dessous compare, à ce titre, les facteurs de décote pour filières photovoltaïques et éoliennes (à terre et en mer) entre le projet de PPE3 et le chiffrage du Comité entre 2024 et 2060.

Tableau 7 – Hypothèses de facteurs de décote annuels des filières renouvelables⁵⁵

Hypothèses des facteurs de décote annuels des filières renouvelables	Hypothèses du projet de PPE3	Hypothèses du Comité
Eolien terrestre	-7% uniforme entre 2024 et 2060	Décote progressive de -5% en 2025 à -10% en 2050 et au-delà
Photovoltaïque	-0,1% uniforme entre 2024 et 2060	Décote progressive de -20% en 2025 à -40% en 2050 et au-delà
Eolien en mer	-7% uniforme entre 2024 et 2060	-5% uniforme entre 2024 et 2060

Le Comité a retenu un facteur de décote pour la filière photovoltaïque davantage cohérent avec la décote historique observée sur 2023 (-15% soit -14,1€/MWh) et sur la période janvier-octobre 2024 (-34% soit -16,7€/MWh) et les projections d'évolution du prix capté par la filière du fait de sa forte croissance.

Par simplification et cohérence avec le projet de PP3, le Comité retient l'hypothèse que la trajectoire de décote ne dépend pas des capacités installées. Néanmoins, les hypothèses de prix captés pour chaque filière devraient en théorie également varier selon les cibles de capacité installée retenues dans le projet de PPE3 (cible de référence ou haute de capacités installées d'énergies renouvelables).

À noter que comme les prix de l'énergie, les facteurs de décote ont une influence forte sur le chiffrage des engagements tout en étant particulièrement difficiles à prévoir et anticiper.

3. Prévoir les prix de marché demeure un exercice très complexe

Comme l'a illustrée la crise énergétique dont les impacts sur l'évolution des charges de service public de l'énergie ont été analysés par le Comité dans son 5^e rapport annuel publié début 2024 et de son rapport intermédiaire publié en octobre 2024⁵⁶, l'évolution des prix de marché

⁵⁵ Ecart relatif entre le prix moyen en €/MWh capté par une filière sur l'année et le prix moyen capté par un MWh livré uniformément.

⁵⁶ Rapports consultables à l'adresse suivante : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/comite-gestion-charges-service-public-lelectricite-cgcspe>

est par essence très difficile à prévoir. En pratique, ces prix sont extrêmement volatils et peuvent connaître d'importants retournements de tendance.

À titre d'exemple, entre 2021 et 2023, les prix spot hebdomadaires moyens de l'électricité en France ont oscillé entre 68 €/MWh lors de la première semaine de janvier 2021, à 612 €/MWh lors de la semaine 34 de 2022, avant de redescendre à 24 €/MWh durant la dernière semaine de décembre 2023. Toutefois, la tendance observée en 2024 pour une livraison en 2025 semble aujourd'hui relativement stable, avec des prix constatés sur le marché à terme de l'électricité autour de 70-80 €/MWh. Ce niveau est proche du scénario médian retenu par le Comité (70 €₂₀₂₄/MWh en 2030) et s'inscrit dans la fourchette des projections étudiées dans le cadre du projet de PPE (entre 54 et 94 €₂₀₂₄/MWh), bien que la volatilité de ces prix reste un point d'attention.

VI. Une évaluation cohérente des charges liées aux nouveaux engagements pour atteindre les objectifs du projet de PPE, mais qui reste marquée par une forte incertitude

A. Chiffrage global en Mds€₂₀₂₄ et comparaison avec le chiffrage du projet de PPE3

Cette partie vise à présenter l'estimation du Comité s'agissant des CSPE générées sur la période 2024-2060 avec les hypothèses précédemment mentionnées :

- Pour les scénarios de prix de marché bas, médian et haut ;
- Avec une distinction par filière.

Les hypothèses utilisées par le Comité étant différentes de celles utilisées dans le projet de PPE mis en consultation : les résultats des deux chiffrages sont comparés (les données de la PPE3 en consultation sont présentées en bleu entre parenthèses ; à noter que celle-ci ne considérait pas de scénario de prix médian).

Tableau 8 – Coûts des engagements pris à fin 2024 et surcoûts des engagements supplémentaires nécessaires à l’atteinte des objectifs présenté dans le projet de PPE3 (Mds€₂₀₂₄)

Mds€ ₂₀₂₄ ⁵⁷	Engagements pris à fin 2024			Surcoût PPE3 objectifs bas			Surcoût PPE3 objectifs haut		
	Prix de gros bas	Prix de gros médians	Prix de gros hauts	Prix de gros bas	Prix de gros médian	Prix de gros hauts	Prix de gros bas	Prix de gros médians	Prix de gros hauts
Solaire photovoltaïque	43	36	28	47 (60)	34	19 (5)	76 (73)	57	32 (6)
Eolien à terre	15	7	-3	22 (16)	6	-12 (-20)	28 (22)	8	-16 (-15)
Eolien en mer ⁵⁸	21	14	6	25 (7)	-7	-47 (-39)	25 (7)	-7	-47 (-39)
Biométhane injecté ⁵⁹	21	19	17	5 (29)	4	4 (21)	11 (29)	9	8 (21)
Autres	14	13	11	5 (3)	3	0 (1)	5 (3)	3	0 (1)
Total	114 (106)	89	59 (37)	103 (114)	40	-36 (-32)	145 (133)	69	-23 (-28)

Le Comité estime donc que :

- **Les engagements pris à la fin de l’année 2024** entraineront des charges totales entre **59 et 114 Mds€₂₀₂₄** sur la période 2024 - 2060 ;
- **L’atteinte en 2035 des objectifs bas du projet de PPE3** engendre un surcoût sur la période 2024-2060 compris **entre -36 Mds€₂₀₂₄ et 103 Mds€₂₀₂₄** en fonction du scénario de prix de marché considéré. Le scénario de prix médian retenu par le Comité induit un surcoût de **40 Mds€₂₀₂₄**.

⁵⁷ Les résultats présentés tiennent compte de l’hypothèse d’inflation de 2%/an en considérant donc que 1€₂₀₂₄ est égal à 1,7€₂₀₅₀.

⁵⁸ S’agissant l’éolien en mer, le coût du raccordement est supporté par le gestionnaire de réseau ; il n’est donc pas intégré dans le tarif des lauréats de ces procédures de mise en concurrence et donc dans le surcoût porté par la CSPE.

⁵⁹ A la différence du Comité, l’estimation du projet de PPE3 mis à la consultation ne distingue pas de cible basse et de cible haute dans le scénario PPE haut et PPE bas mais a priori uniquement une trajectoire de contractualisation permettant une production intermédiaire de 66,6 TWh PCS en 2035.

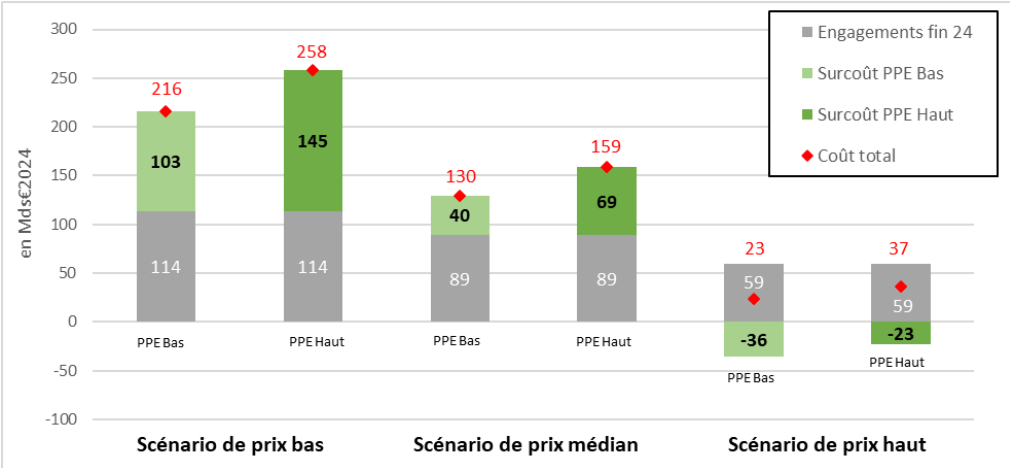
Les charges totales restant à payer sur la période 2024-2060 pour atteindre les objectifs bas de la PPE3 sont donc comprises entre 23 Mds€₂₀₂₄ et 216 Mds€₂₀₂₄ (130 Mds€₂₀₂₄ dans le scénario médian).

- L'atteinte en 2035 des objectifs hauts du projet de PPE3 engendre un surcoût sur la période 2024-2060 compris entre -23 Mds€₂₀₂₄ et 145 Mds€₂₀₂₄ en fonction du scénario de prix de marché considéré. Le scénario de prix médian retenu par le Comité induit un surcoût de 69 Mds€₂₀₂₄.

Les charges totales restant à payer sur la période 2024-2060 pour atteindre les objectifs bas de la PPE3 sont donc comprises entre 37 Mds€₂₀₂₄ et 258 Mds€₂₀₂₄ (159 Mds€₂₀₂₄ dans le scénario médian).

La figure suivante dresse une synthèse des coûts engendrés par le projet de PPE3 en distinguant le montant restant à payer pour les engagements à fin 2024 (en gris) du montant à payer en fonction des objectifs du projet de PP3E (objectifs PPE bas en vert clair et PPE Haut en vert foncé) tout en tenant compte des différents scénarios de prix considérés pas le Comité.

Figure 11 – Synthèse des coûts totaux engendrés par le projet de PPE3 en tenant compte des engagements à fin 2024 et des différents scénarios de prix estimés par le Comité



B. Principales explications des écarts entre le chiffrage du Comité et le chiffrage du projet de PPE objet du présent avis

Le Comité constate des écarts notables entre le chiffrage réalisé dans le projet de PPE3 et son propre chiffrage. Cela peut s'expliquer notamment par :

- Une mise à jour du bilan des engagements à fin 2024 qui permet de distinguer plus finement les volumes déjà engagés des volumes qui doivent faire l'objet d'un engagement supplémentaire pour atteindre les objectifs de la PPE3. Cela a amené le Comité à retenir des trajectoires d'engagements dans le cadre de la PPE3 différentes pour certaines filières ;

- Des hypothèses de chiffrage différentes pour la filière du solaire photovoltaïque :
 - Un tarif de soutien beaucoup plus faible pour les engagements relatifs aux petites installations photovoltaïques sur bâtiment soutenues par guichet ouvert ($-40\text{€}_{2024}/\text{MWh}$), qui représentent un volume d'engagements significatif dans le cadre de la PPE3. Cela est de nature à engendrer une baisse du montant estimé ;
 - Une baisse notable de l'hypothèse du prix capté pour l'ensemble de la filière du solaire photovoltaïque (de l'ordre de -30% en moyenne), de nature à engendrer une hausse du montant estimé.

C. Sensibilité des résultats aux scénarios de prix de gros de l'énergie

Le reste à payer des engagements de l'Etat sur la période 2024-2060 dépend sensiblement des hypothèses de prix de marché retenues (une baisse des prix de gros engendre une augmentation des charges).

Entre le scénario de prix de marché hauts et le scénario de prix de marché bas, le total du reste à payer sur la période 2024-2060 varie de 193 Mds€_{2024} dans le scénario PPE bas et de 222 Mds€_{2024} dans le scénario PPE haut. Cette forte différence s'explique par la grande amplitude des fourchettes d'hypothèses de prix de marché retenues :

- Différence de $45\text{€}_{2024}/\text{MWh}$ entre le scénario de prix haut et le scénario de prix bas pour les prix de gros de l'électricité en base ;
- Différence de $30\text{€}_{2024}/\text{MWh}$ entre le scénario de prix haut et le scénario de prix bas pour les prix de gros du gaz.

Si les prix de marché de l'énergie se maintenaient à un niveau élevé sur la durée, certaines installations engendreraient un montant de charges total négatif sur l'ensemble de la durée de leur contrat. Cela est notamment le cas dans le scénario de prix haut pour les filières de l'éolien en mer et de l'éolien à terre, ainsi que dans l'ensemble des scénarios de prix pour l'éolien en mer posé. Le Comité souhaite souligner le caractère incertain de ces recettes s'agissant de la filière de l'éolien à terre. En effet, à l'exception des installations éoliennes en mer, une installation bénéficiant d'un soutien négatif sur l'ensemble de la durée de son contrat pourrait décider de résilier de manière anticipée ce dernier⁶⁰. Ces sorties anticipées potentielles conduisent ainsi à une forte incertitude sur l'évaluation des engagements de l'Etat dans un contexte de prix de marché de l'énergie élevés.

⁶⁰ Certains contrats de soutien (en particulier, l'ensemble des nouveaux contrats) prévoient des indemnités à verser par le producteur en cas de résiliation anticipée à son initiative, mais ce n'est pas le cas de certains contrats anciens. Dans le premier cas, le producteur pourrait être tout de même amené à résilier son contrat s'il estime que les revenus additionnels provenant d'une vente sur les marchés dépassent le montant des indemnités à verser.

D. Analyse des résultats par filière

Sauf mention contraire, les analyses présentées ci-dessous correspondent aux résultats du scénario de prix de marché médian.

S'agissant de la **filière du solaire photovoltaïque**, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales supplémentaires comprises entre 34 Mds€₂₀₂₄ (PPE bas) et 57 Mds€₂₀₂₄ (PPE haut), pour permettre le développement d'une capacité installée additionnelle entre 38,4 GW (PPE bas) et 63,4 GW (PPE haut) en 2035 et d'une production annuelle additionnelle de 43,7 TWh et 69,4 TWh. Ces engagements représentent respectivement 85 % et 81 % des charges engendrées par les engagements supplémentaires permettant d'atteindre les objectifs hauts et bas en 2035 du projet de PPE3. Il convient de noter que ce chiffrage est sensible à la répartition retenue pour les nouveaux engagements entre les différentes typologies d'installations photovoltaïques (implantation et taille). A titre illustratif, la substitution d'engagements via le guichet ouvert PV Bâtiment (22,0 GW dans le scénario PPE bas / 36,5 GW dans le scénario PPE haut) par des engagements via l'appel d'offres PV Sol (8,7 GW dans le scénario PPE bas / 14,2 GW dans le scénario PPE haut) conduirait à un surcoût total moindre estimé à 0,8 Mds€₂₀₂₄ par GW de capacité installée substituée.

S'agissant de la **filière de l'éolien à terre**, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales comprises entre 6 Mds€₂₀₂₄ (PPE bas) et 8 Mds€₂₀₂₄ (PPE haut), pour permettre le développement d'une capacité installée additionnelle entre 16,7 GW (PPE bas) et 21,7 GW (PPE haut) en 2035 et d'une production annuelle additionnelle de 38,4 TWh et 50,0 TWh.

S'agissant de la **filière de l'éolien en mer**, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 engendreront des charges totales de -7 Mds€₂₀₂₄ (recettes pour l'Etat), pour permettre le développement d'une capacité installée additionnelle de 20,9 GW à horizon 2040 et d'une production annuelle additionnelle associée de 79,6 TWh. Au sein de la filière de l'éolien en mer, le Comité estime que les 9,5 GW additionnels d'éolien en mer posé (hors posé grandes profondeurs) prévus vont engendrer des charges négatives de - 15 Mds€₂₀₂₄. Dans le scénario de prix bas, le Comité estime que ces engagements relatifs aux parcs éoliens en mer posé engendreraient également des charges négatives de l'ordre de - 1 Mds€₂₀₂₄⁶¹.

S'agissant de la **filière du biométhane injecté**, le Comité estime que les nouveaux engagements à prendre afin d'atteindre les objectifs de la PPE3 dans le scénario haut engendreront des charges totales de 9 Mds€₂₀₂₄, pour permettre une production additionnelle de 2,6 TWh PCS en 2030 et 6,6 TWh PCS en 2035. Ce résultat repose sur le l'hypothèse que la grande majorité des nouvelles installations nécessaires à l'atteinte des objectifs du projet de PPE3 se développeront grâce au dispositif extra-budgétaire des certificats de production de biométhane CPB (91% de la production additionnelle en 2030 et

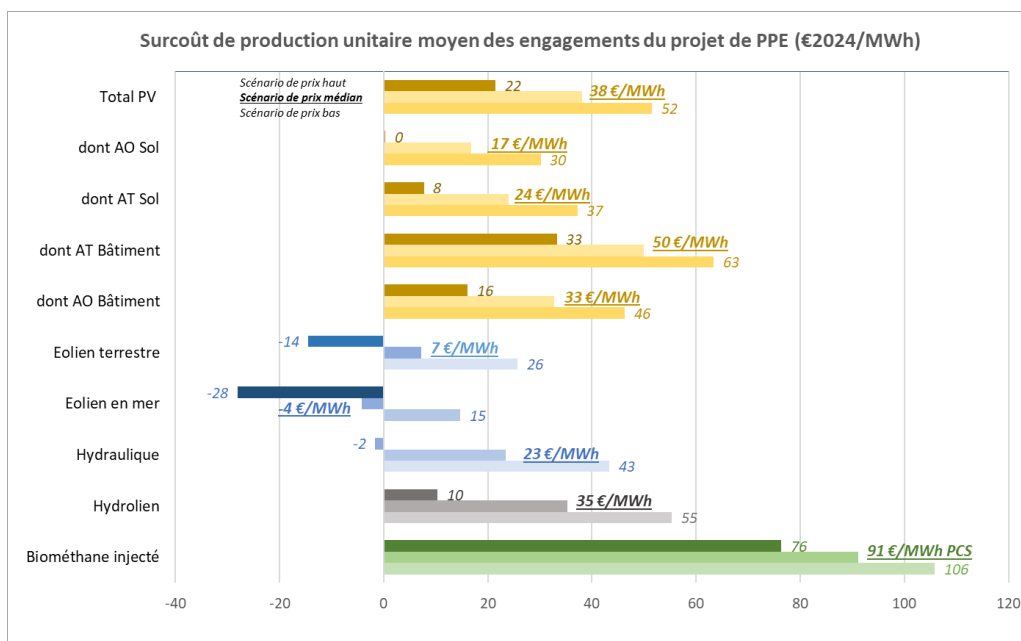
⁶¹ Pour l'éolien en mer, le coût du raccordement est supporté par le gestionnaire de réseau et n'apparaît donc pas dans ces estimations.

90% de la production additionnelle en 2035 dans le scénario PPE haut). Le Comité estime que si le volume de biométhane soutenu via l'arrêté tarifaire venait à augmenter en substitution de volumes développés via CPB, le surcoût estimé sur l'ensemble de la durée de la durée de soutien est estimé entre 1,1 et 1,5 Mds€₂₀₂₄ selon le scénario de prix pour une capacité de production développée substituée d'1 TWh PCS.

Le graphique ci-dessous dresse un bilan du total des charges engendrées sur la période 2024-2060 par les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE3, rapportées à la production soutenue, permettant ainsi de calculer le « surcoût de production unitaire moyen » des engagements du projet de PPE3.

La figure suivante distingue pour chaque filière de production et typologie d'installation, le coût unitaire des engagements du projet de PPE3 dans le cadre des trois scénarios de prix considérés par le Comité (les résultats du scénario de prix médian sont soulignés et présentés en gras dans la ligne centrale).

Figure 12 - Estimation du total des charges engendrées par les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs de PPE3, rapportées à la production soutenue (« Surcoût de production unitaire moyen des engagements » en €/MWh⁶²)



Le Comité constate donc que le surcoût de production unitaire moyen d'un engagement dans le cadre du projet de PPE3 :

- **Est le plus élevé pour la filière biométhane injecté** avec un coût unitaire variant entre 76€/MWh PCS et 106€/MWh PCS en fonction du scénario de prix retenu ;
- **Varie entre 0€/MWh et 63€/MWh pour la filière photovoltaïque avec des disparités importantes en fonction de la typologie d'installations et du scénario de prix retenu.** Les installations au sol ont un surcoût unitaire moyen entre 17€/MWh (AO Sol) et 24€/MWh (AT Sol) alors que les installations sur bâtiments ont un surcoût unitaire

⁶² €/MWh PCS de gaz s'agissant du biométhane injecté.

moyen entre 33 €/MWh (AO Bâtiment) et 50€/MWh (AT Bâtiment) dans le scénario de prix médian ;

- **Varie entre -14€/MWh et 26€/MWh pour la filière éolien à terre** et qui représente après la filière éolien en mer, le **surcoût unitaire moyen de production le plus faible** pour un scénario de prix donné ;
- **Représente en moyenne des recettes pour l'Etat pour la filière éolien en mer** de - 28€/MWh et - 4 €/MWh dans le scénario de prix médian et haut et un coût de 15€/MWh dans le scénario bas.

Le Comité estime qu'en fonction du scénario de prix de marché retenu, les engagements supplémentaires nécessaires à l'atteinte des objectifs du projet de PPE3 pour **les énergies renouvelables électriques** engendreront au total un surcoût unitaire pour l'Etat entre - 7€/MWh et 31€/MWh toutes filières électriques confondues.

E. Résultats en euros courants

Dans le cadre de ses précédents travaux, le Comité présentait des valeurs de charges en euros courants, considérant ainsi une équivalence entre 1 €₂₀₂₄ et 1€₂₀₅₀. A des fins de comparaison avec les précédents travaux, le tableau suivant présente les charges en euros courants des engagements à fin 2024 et des surcoûts nécessaires à l'atteinte des engagements de la PPE3 :

Tableau 9 - Coûts des engagements pris à fin 2024 et surcoûts des engagements supplémentaires nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE3 en Mds€ courants

Mds€ courants	Engagements pris à fin 2024			Surcoût PPE bas			Surcoût PPE haut		
	Prix de gros bas	Prix de gros médian	Prix de gros hauts	Prix de gros bas	Prix de gros médian	Prix de gros hauts	Prix de gros bas	Prix de gros médian	Prix de gros hauts
Solaire photovoltaïque	50	41	30	65	47	26	107	79	44
Eolien à terre	18	8	-5	30	8	-18	39	10	-23
Eolien en mer ⁶³	25	17	6	37	-11	-73	37	-11	-73
Biométhane injecté ⁶⁴	24	21	19	6	6	5	14	12	10
Autres	15	14	12	7	4	0	7	4	0
Total	132	101	63	146	53	-59	205	94	-41

⁶³ S'agissant l'éolien en mer, le coût du raccordement est pris en charge par le gestionnaire de réseau ; il n'est donc pas intégré dans le tarif des lauréats de ces procédures de mise en concurrence et donc dans le surcoût porté par la CSPE.

⁶⁴ A la différence du Comité, l'estimation du projet de PPE mis à la consultation ne distingue pas de cible basse et de cible haute dans le scénario PPE haut et PPE bas mais a priori uniquement une trajectoire de contractualisation permettant une production intermédiaire de 66,6 TWh PCS en 2035.

F. Chroniques de charges

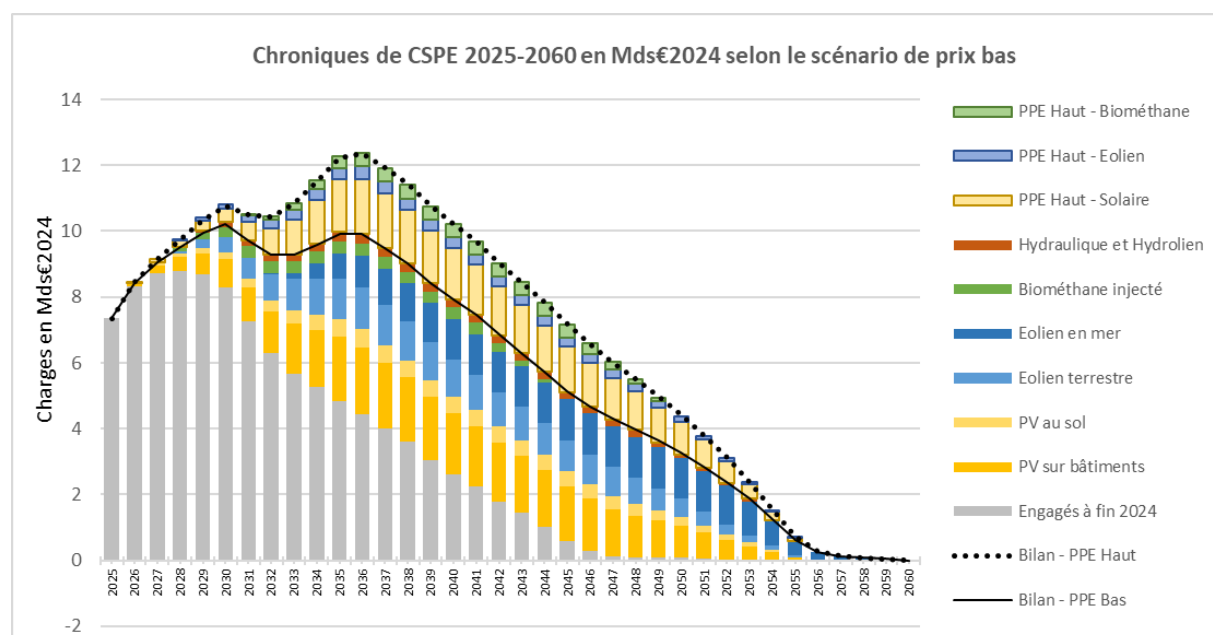
Les travaux du Comité visent avant tout à l'estimation du total des charges engendrées par l'atteinte des objectifs présentés dans le projet de PPE3. Ainsi, les chroniques de charges en €₂₀₂₄ sont présentées ci-dessous à titre informatif. En particulier, le Comité tient à souligner l'écart naturel entre les chiffres affichés au titre de la première année des chroniques de charges (2025) et les données de charges prévisionnelles présentées dans la délibération annuelle de la CRE relative à l'évaluation des CSPE pour 2025⁶⁵, qui tiennent compte d'hypothèses plus précises.

Les graphiques ci-dessous présentent séparément :

- Les charges engendrées par les engagements déjà pris à la fin de l'année 2024 (« Engagés à fin 2024 ») ;
- Les charges engendrées par filière par les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs du scénario « bas » du projet de PPE3 ;
- Les charges engendrées par l'atteinte des objectifs du scénario « haut » du projet de PPE3 (« Surplus PPE Haut » dont les charges sont encadrées en rouge).

Il convient de rappeler que les différents scénarios de prix, et ainsi les CSPE associées, divergent uniquement à partir de l'année 2027⁶⁶.

Figure 13 – Chronique de charges en Mds€₂₄ estimée par le Comité sur la période 2025-2060



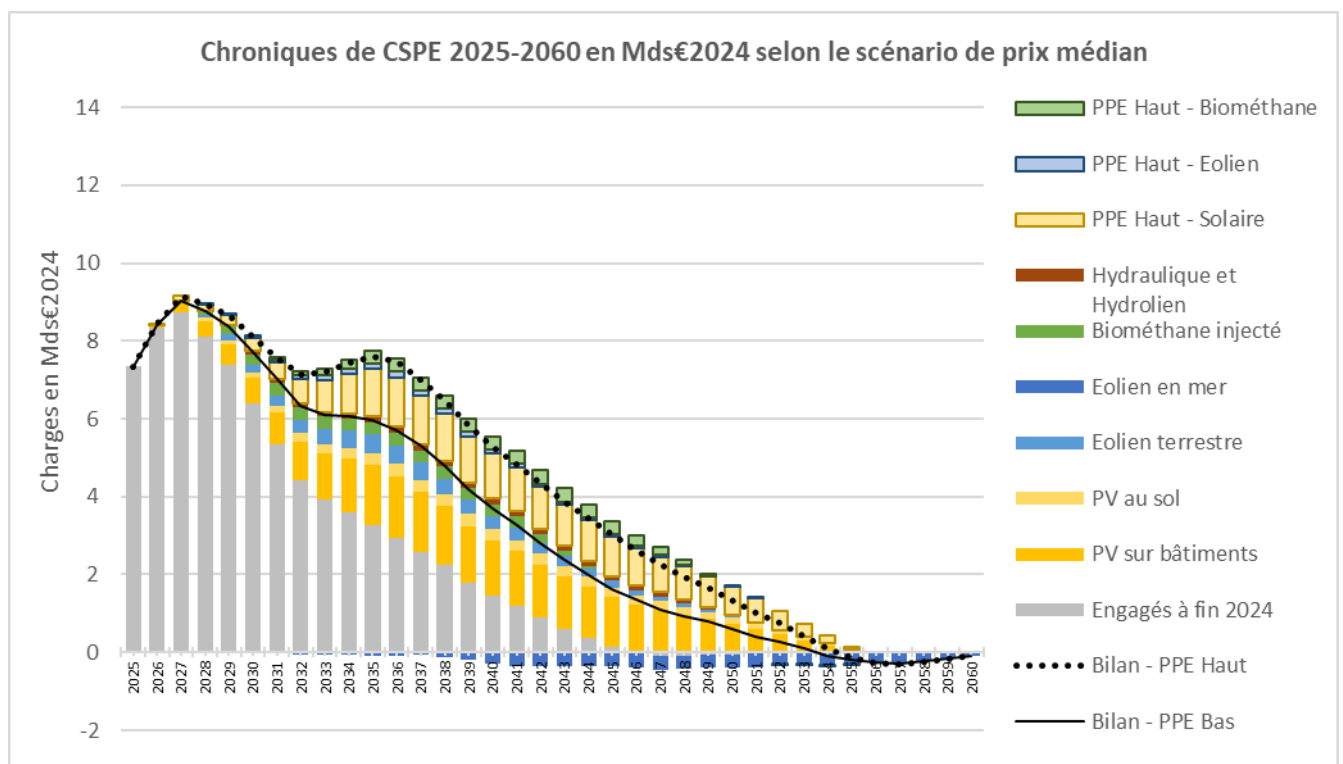
⁶⁵ Délibération de la CRE du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

⁶⁶ Jusqu'en 2027, les produits calendaires à horizon 1 an, 2 ans et 3 ans sont utilisés pour le prix de l'électricité *baseload*.

Les chroniques de charges estimées par le Comité dans le scénario de prix bas montrent que :

- Les engagements à fin 2024 engendreront un maximum de charges de 8,8 Mds€₂₀₂₄ atteint en 2028 ;
- La chronique des charges totales, en tenant compte des contrats engagés à fin 2024, engendrées par l'atteinte des **objectifs du scénario PPE bas** atteint son maximum de 10,2 Mds€₂₀₂₄ en 2030 ;
- La chronique des charges totales, en tenant compte des contrats engagés à fin 2024, engendrées par l'atteinte des **objectifs du scénario PPE haut** atteint son maximum de 12,4 Mds€₂₀₂₄ en 2036.

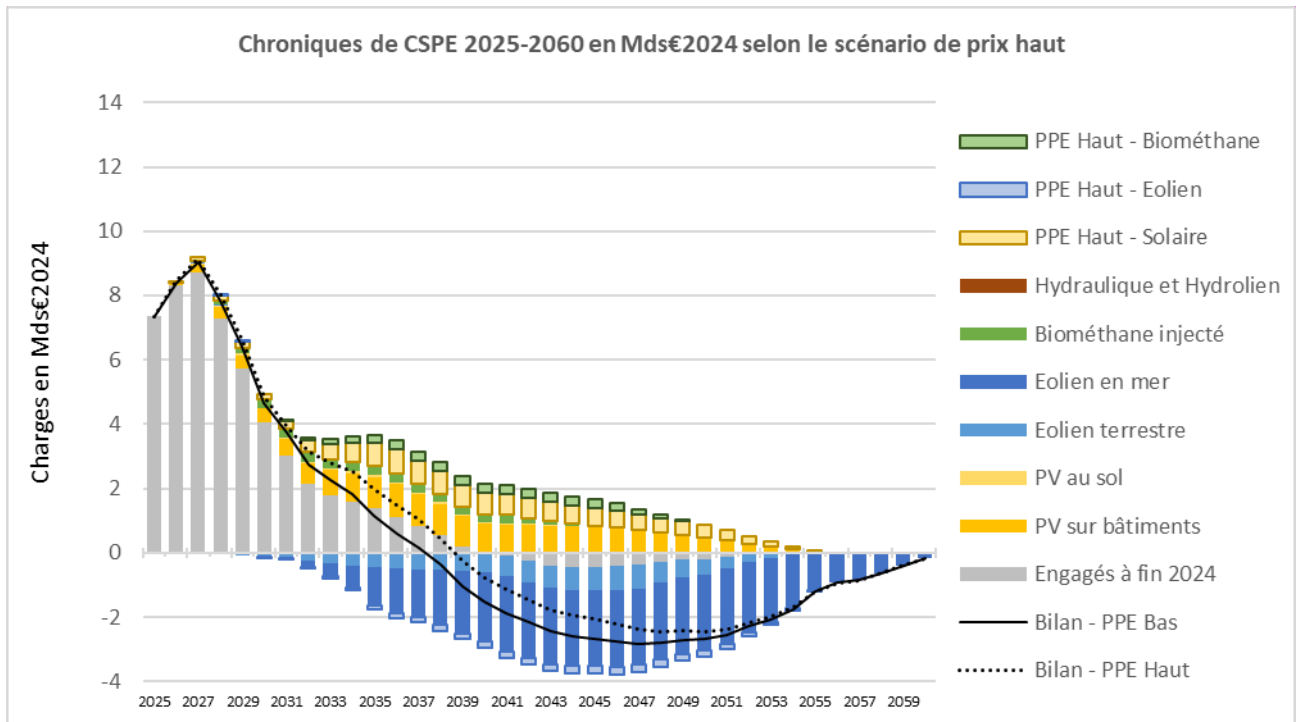
Figure 14 – Chroniques de CSPE estimé par le Comité sur la période 2025-2060 dans le scénario de prix médian



Les chroniques de charges estimées par le Comité dans le scénario de prix médian montrent que :

- La chronique des charges totales, en tenant compte des contrats engagés à fin 2024, engendrées par l'atteinte des **objectifs du scénario PPE bas** atteint son maximum de 8,7 Mds€₂₀₂₄ en 2027 ;
- La chronique des charges totales, en tenant compte des contrats engagés à fin 2024, engendrées par l'atteinte des **objectifs du scénario PPE haut** atteint également son maximum de 9,1 Mds€₂₀₂₄ en 2027 ;
- La filière de l'éolien en mer engendre des charges négatives à partir de 2032. Il convient de rappeler que les modalités contractuelles des parcs éolien en mer ne permettent pas de sorties du contrat de soutien.

Figure 15 - Chroniques de CSPE estimé par le Comité sur la période 2025-2060 dans le scénario de prix haut



Les chroniques de charges estimées par le Comité dans le scénario de prix haut montrent que :

- A partir de 2041, le total des charges engendrées par l'atteinte des objectifs du scénario haut de la PPE est négatif et les CSPE représentent donc des recettes pour l'Etat ;
- La filière de l'éolien en mer représente la majorité des charges négatives engendrées dès 2030 (l'éolien terrestre contribue également à ces charges négatives mais dans une moindre mesure⁶⁷) ;
- La chronique des charges totales, en tenant compte des contrats engagés à fin 2024, engendrées par l'atteinte des **objectifs du scénario bas** atteint son maximum de 9,0 Mds€₂₀₂₄ en 2027 ;
- La chronique des charges totales, en tenant compte des contrats engagés à fin 2024, engendrées par l'atteinte des **objectifs du scénario haut** atteint son maximum de 9,1 Mds€₂₀₂₄ en 2027.

⁶⁷ Comme précisé *supra*, les prix de marché de l'énergie se maintenaient à un niveau élevé sur la durée, certaines installations engendreraient un montant de charges total négatif sur l'ensemble de la durée de leur contrat. Le Comité souhaite souligner le caractère incertain de ces recettes s'agissant de la filière de l'éolien à terre, pour laquelle les installations pourraient avoir un intérêt à résilier leur contrat de manière anticipée dans les conditions contractuelles actuelles.