

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'énergie de la Réunion

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE)¹, a été saisi par le ministère de la Transition Ecologique en date du 25 octobre 2021, pour avis, sur le volet étude d'impact budgétaire en matière de charges de service public de l'énergie du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Réunion sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

1. Le Comité salue le travail mené par la Région de la Réunion et l'Etat, notamment dans le cadre de l'étude d'impact de la PPE afin d'assurer une évaluation des charges de service public en cohérence avec les méthodes établies par le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité dans ses travaux.
2. Le Comité constate une évaluation cohérente des charges avec les nouveaux engagements pour atteindre les objectifs du projet de PPE, dans le cadre méthodologique actuel. Le Comité estime que les charges annuelles de service public de l'énergie devraient augmenter entre 2021 et 2028 pour atteindre environ 742 M€/an² à cet horizon. Cette augmentation sera principalement portée par (i) la conversion des centrales d'Albioma fonctionnant au charbon à la biomasse et (ii) la conversion de la centrale de Port Est au bioliquide³ qui entraînent à la fois de nouveaux investissements et une hausse des coûts variables de fonctionnement liée aux prix prévisionnels des combustibles.
3. Le Comité tient à souligner la forte sensibilité de l'évaluation prévisionnelle des engagements engendrés par le projet de PPE aux différentes hypothèses, s'agissant en particulier :
 - de la part production du tarif de vente (PPTV), très volatile par nature car dépendante notamment des prix de marché de l'électricité en métropole qui sont extrêmement difficile à prédire en pratique, en particulier à long terme ;
 - du coût des combustibles très volatils par nature et impactant grandement la part variable des coûts de production à la Réunion.

La sensibilité des résultats est étudiée pour le scénario « fourchettes basses » du projet de PPE dans le rapport annexé (p. 14-17).

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

² Le Comité précise que le périmètre de l'avis est hors dispositif sociaux.

³ Les bioliquides sont des carburants synthétisés à partir de matière organique. La centrale de Port sera approvisionnée en bioliquides respectant les réglementations en vigueur, en particulier la transposition du volet biomasse de RED II (*Renewable Energy Directive* – directive européenne), qui devraient principalement être issus de colza.

4. Le Comité constate une évolution dynamique des charges, qui s'explique par des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables visant à porter leur part à près de 100 % du mix de production en 2028. Les charges de SPE devraient en effet atteindre environ 742 M€ en 2028, soit une augmentation de 43 % par rapport aux charges de service public de l'électricité constatées en 2020 (518 M€). Elle sera toutefois progressive, avec une augmentation évaluée à + 16 % entre les charges constatées au titre de 2020 (518 M€) et les charges prévisionnelles au titre de 2022 (600 M€) puis une augmentation évaluée à + 24 % entre 2022 et 2028.

Avis finalisé le 10 décembre 2021



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'énergie de la Réunion

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 composition⁴ 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.

Le Comité a publié trois rapports annuels depuis 2019⁵ dans lesquels il estime des engagements pris par l'Etat en matière de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale. Dans son 3ème rapport publié en septembre 2021⁶, le Comité introduit la définition, le périmètre et le contexte relatifs aux charges de service public de l'énergie dans les zones non interconnectées (ZNI) et la complexité des modélisations prospectives y afférentes.

En application du code de l'énergie (article L. 141-51), la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Réunion établit par décret les priorités d'actions pour toutes les énergies du point de vue de la maîtrise de la demande, de la diversification des sources d'énergie, de la sécurité d'approvisionnement, du développement du stockage de l'énergie et des réseaux. Elle couvre deux périodes de cinq ans (2019-2023 et 2024-2028). L'enveloppe maximale indicative des ressources publiques mentionnées à l'article L. 141-3 du code de l'énergie inclut les charges imputables aux missions de service public mentionnées aux articles L. 121-7 et L. 121-8 ainsi que les dépenses de l'Etat et de la région, du département ou de la collectivité. Cette programmation comporte une étude d'impact incluant un volet consacré aux charges de service public de l'électricité. Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, a été saisi pour émettre un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'énergie du projet de la nouvelle PPE pour la Réunion.

II. Description des objectifs du projet de PPE

Le tableau suivant synthétise les objectifs de puissance totale installée pour chaque filière de production tels que fixés par le projet de PPE aux horizons 2023 et 2028. Pour cette dernière année, deux scénarii de développement des énergies renouvelables sont envisagés, scénario « fourchettes basses » et « fourchettes hautes ».

⁴ 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 : Cour des comptes, la Commission de régulation de l'énergie et différentes administrations. <https://www.ecologie.gouv.fr/comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

⁵ <https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

⁶ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/3%C3%A8me%20rapport%20annuel%20du%20Comit%C3%A9%20de%20gestion%20des%20charges%20de%20service%20public%20de%20l%27%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>

Filière	2018	PPE 2023	PPE 2028	
			Bas	Haut
Charbon	210	0	0	
Fuel ⁷	211	0	0	
Total Thermique Fossile (MW)	421	0	0	
Bioliquide	0	211	211	
Biomasse (dont bagasse)	0	200	200	
Bioéthanol	0	41	41	
Autres petits projets combustion de biomasse, y compris canne fibre	0	1	1	5,4
Total Bioénergie (MW)	0	453	453	457,4
Biogaz / Méthanisation / Gazéification	4,4	6,7	7,2	8,1
Valorisation des CSR	0	16,7	16,7	
Géothermie	0	0	0	5
Éolien terrestre	16,5	41,5	91,5	
Éolien offshore	0	0	0	40
Photovoltaïque	190	340	440	500
Hydraulique (hors STEP)	138,4	145	146	
Énergie Thermique des Mers	0	2	2	5
Énergie houlomotrice	0	0	0	5
ORC	0	0	0	0,3
Parc Total (MW)	770	1005	1156	1275

Sur la base de ces objectifs de puissances installées, les travaux de modélisation du gestionnaire de réseau donnent des parts d'ENR dans le mix électrique de 99,7 % en 2023 et 99,8 % en 2028 « fourchettes basses » et 99,9 % en 2028 « fourchettes hautes ».

⁷ A noter que la turbine à combustion (TAC) La Baie, d'une puissance de 80 MW, fonctionnant au fuel et exploitée par EDF SEI, n'apparaît pas dans le tableau puisqu'elle ne fait pas l'objet d'objectif ciblé par la PPE dans la mesure où aucun changement n'est prévu à l'horizon de la PPE pour cette centrale. Elle complète cependant le parc de production et permet notamment d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

III. Les charges de service public de l'énergie relatives aux zones non-interconnectées (ZNI)

Remarque sémantique sur l'acronyme CSPE

Le Comité recommande de privilégier l'emploi des termes « charges de SPE » plutôt que « CSPE » qui est parfois utilisé dans l'évaluation économique et sociale pour éviter la confusion avec la Contribution de Service Public de l'Energie (CSPE). En effet, depuis la réforme entrée en vigueur en 2016, l'acronyme CSPE est équivoque. Le Comité rappelle que le cadre juridique de la CSPE, contribution acquittée par les consommateurs sur les factures d'électricité qui historiquement finançait les charges du service public de l'électricité, a été réformé. Il s'agit désormais d'une taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité dont le produit revient directement au budget général de l'Etat mais qui a repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité » et qui est toujours dénommée comme telle sur les factures d'électricité. Le financement de l'ensemble des charges de service public de l'énergie est également désormais assuré par le budget de l'Etat. Afin de clarifier ces différents termes, le Comité recommande de parler respectivement de « l'ancienne CSPE », pour le régime existant jusque 2015, de « TICFE » pour la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité et de « charges de SPE » pour les charges de service public de l'énergie.

En vertu du principe de péréquation à l'échelle nationale, les consommateurs situés dans les ZNI paient un tarif d'électricité similaire à celui de la France continentale. Les coûts de production sont cependant très supérieurs à ceux de métropole, ceci est notamment dû au caractère insulaire de certains territoires, à leurs contraintes géographiques et aux limites de leurs infrastructures portuaires et routières qui imposent le recours à des solutions technologiques spécifiques.

Les coûts de production d'électricité atteignent 239€/MWh en 2020 à la Réunion (257 €/MWh en moyenne dans les ZNI). À titre de comparaison, en 2021 en métropole, le coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité utilisé dans le calcul du tarif réglementé de vente d'électricité est de 55,5 €/MWh.^{8 9}

Ce principe de solidarité nationale (un même prix de l'électricité partout en France) repose sur deux instruments :

- la compensation des charges de service public de l'énergie ;
- la compensation des charges de distribution d'électricité par l'intermédiaire du fonds de péréquation de l'électricité.

Concernant le premier instrument, les charges de service public dans les ZNI, donnant lieu à compensation, comprennent :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite ;

⁸ Ce montant est calculé de façon à couvrir le coût d'approvisionnement en énergie et en capacité des opérateurs concurrents d'EDF. Il ne reflète donc pas parfaitement l'ensemble des coûts de production du parc électrique métropolitain, en particulier, le coût des installations soutenues.

⁹ Délibération de la CRE du 14 janvier 2021 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité
<https://www.cre.fr/content/download/23274/292851>

- les surcoûts d'achat supportés par l'opérateur historique pour l'achat de l'électricité produite par des producteurs tiers ;
- les surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) ;
- les coûts des études ;
- les charges dues à l'application des dispositifs sociaux, à noter que ces charges sont exclues du périmètre de la présente étude dans la mesure où la révision de la PPE n'impacte pas directement ces charges.

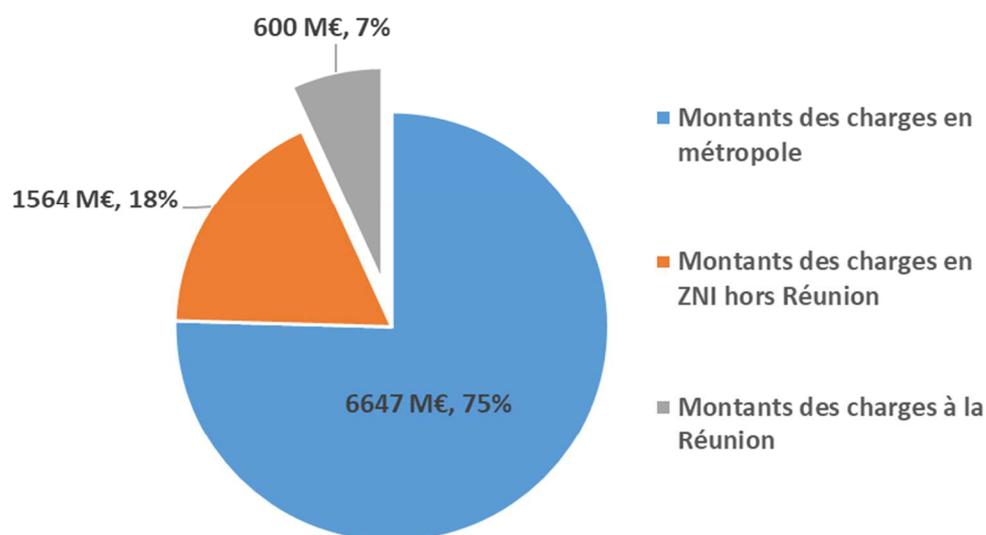
Les surcoûts de production et les surcoûts d'achat d'électricité représentent une part importante des charges donnant lieu à compensation. L'opérateur historique, EDF SEI à la Réunion, est compensé de la différence entre d'une part, les coûts de production et d'achat et d'autre part, les recettes liées à la vente de l'électricité au consommateur, pour la part relative à la production. Les surcoûts de production correspondent ainsi à la différence entre les coûts de production de ses centrales et les recettes de production associées à la vente de l'électricité. Les surcoûts d'achat correspondent, quant à eux, à la différence entre les coûts d'achat de l'électricité aux producteurs tiers et les recettes issues de la vente de l'électricité.

Deux types de contrats d'achat soutiennent aujourd'hui le développement de la production d'électricité dans les ZNI :

- **Les contrats d'obligation d'achat** : Une installation soutenue par un contrat d'obligation d'achat bénéficie d'un tarif en €/MWh injecté. Ce tarif est constant sur la durée du contrat (une part de celui-ci peut cependant être indexée sur l'inflation ou d'autres indices). Cet instrument est adapté aux filières pour lesquelles les coûts sont suffisamment connus et homogènes d'un projet à l'autre comme les filières photovoltaïque et éolien. Les installations bénéficiant d'une obligation d'achat disposent également d'une priorité d'injection sur le réseau.
- **Les contrats de gré-à-gré** : Ces contrats spécifiques aux ZNI, sont conclus, après validation par la CRE, entre le porteur de projet et l'opérateur historique. Les filières concernées sont notamment la biomasse, la géothermie et la production thermique (diesel, charbon). Aujourd'hui, une dizaine de moyens de production d'électricité à la Réunion bénéficient d'un contrat de gré-à-gré. La compensation d'une installation soutenue en gré-à-gré est constituée d'une part fixe qui rémunère le capital investi et couvre les charges fixes d'exploitation, et d'une part variable qui couvre les charges variables d'exploitation. Cette part variable est versée proportionnellement à la production constatée du moyen de production. Certaines installations bénéficiant de contrats gré-à-gré disposent également d'une priorité d'injection sur le réseau et seront dénommés par la suite « gré à gré simplifié », leur production est considérée comme intégralement injectée.

Toutes ces charges de service public de l'énergie en ZNI sont compensées par le budget de l'Etat en tant que dépenses du programme 345 « Service public de l'énergie » selon les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Selon la dernière délibération de la CRE du 15 juillet 2021 sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie¹⁰, les surcoûts compensés à travers les charges de service public de l'énergie en ZNI représentent environ 2,2 Md€, c'est-à-dire environ 25 % des charges annuelles de service public de l'énergie. Les charges au titre de 2022 pour la Réunion représentent 7 % du total national.

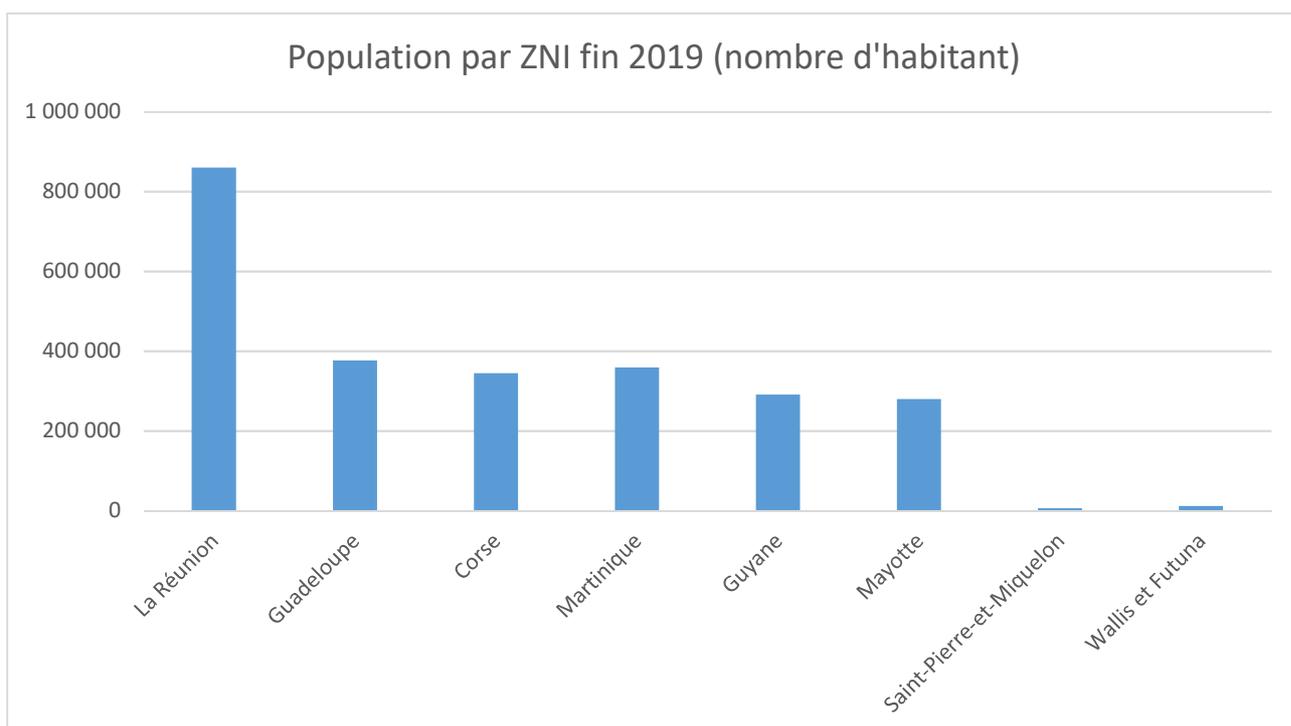
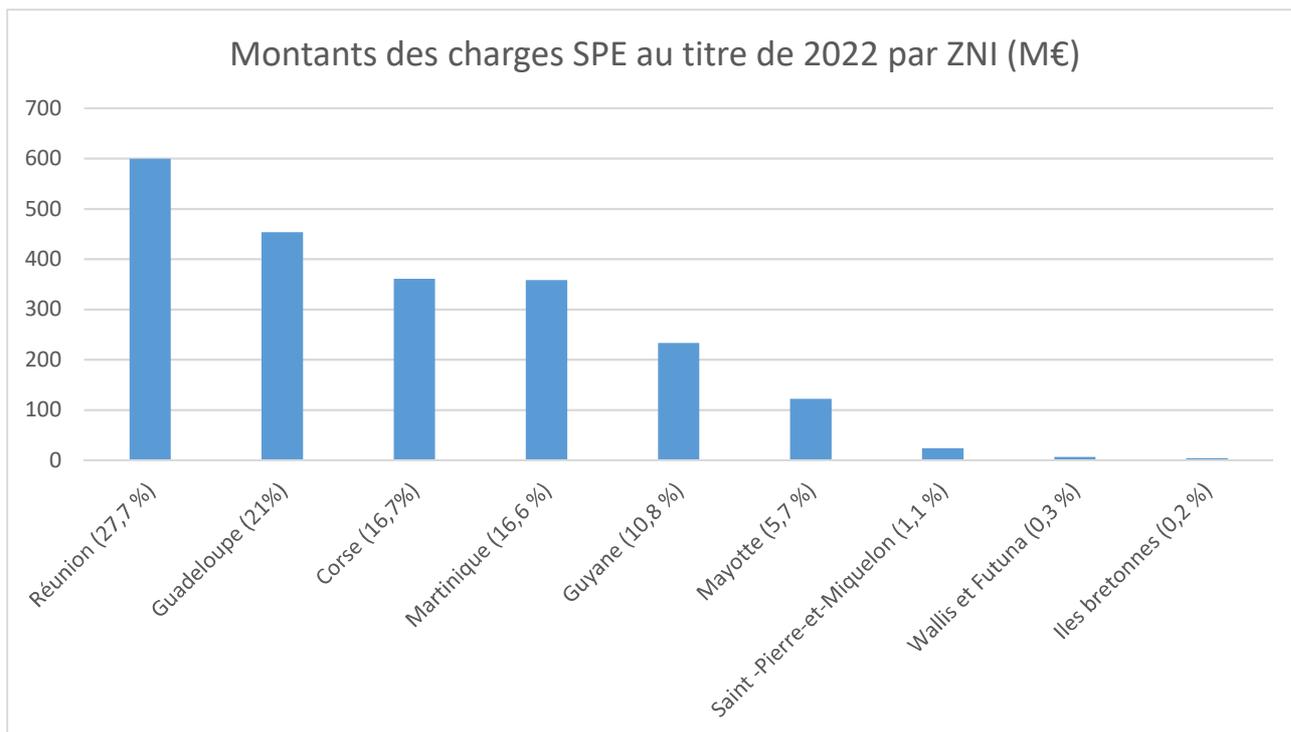


**Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022
(total 8 810,3 M€ dont 2164 M€ en ZNI)**

Sur le montant total des charges en ZNI (2 164 M€), la Réunion représente 27,7 %, c'est-à-dire environ 600 M€ pour les charges au titre de 2022. La Réunion est le territoire dont le montant des charges est le plus élevé en valeur absolue, viennent ensuite la Guadeloupe avec 454 M€ au titre de 2022 (21 % des charges en ZNI) puis la Corse avec 361 M€ (16,7 % des charges en ZNI). La Réunion est également le territoire le plus peuplé parmi les ZNI avec 860 000 habitants fin 2019.¹¹

¹⁰ Annexe 1 de la délibération du 15 juillet 2021 corrigé par la délibération du 07 octobre 2021 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2022>

¹¹ <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4277596?sommaire=4318291#titre-bloc-3>



12

¹² Pour Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis et Futuna, le graphique représente une estimation de la population en 2018

<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037814897>

https://www.iedom.fr/IMG/pdf/panorama_spm_2020.pdf

IV. Méthodologie du chiffrage du projet de PPE

Le chiffrage du projet de PPE dont le Comité a été saisi se base sur les résultats issus d'un modèle développé par la CRE qui permet d'estimer l'évolution des charges de SPE engendrées par la mise en œuvre du projet de PPE.

Ce chiffrage met en évidence l'ensemble des charges induites par la réalisation du parc cible de la PPE ce qui suppose, d'une part, de prendre en compte les charges induites par le développement de nouveaux moyens sur la durée de leur contrat et d'autre part d'intégrer les charges résultant des engagements passés.

Les ambitions inscrites dans les programmations pluriannuelles de l'énergie en ZNI ont un impact direct sur le niveau des charges de service public de l'énergie dans la mesure où une modification de la structure du parc entraîne i) de nouveaux investissements qu'il convient de financer tout en continuant à financer les investissements antérieurs même s'ils seront moins sollicités et ii) une modification de l'appel relatif des moyens de production et l'évolution subséquente des coûts variables à supporter.

Spécificité d'une évaluation prospective des charges de SPE en ZNI par rapport à la métropole

En métropole, l'essentiel des charges de SPE est engendré par des engagements pris par l'État au titre du soutien aux énergies renouvelables (électriques et gaz). Les charges de SPE dépendent notamment de la production des installations soutenues qui peut être estimée relativement simplement dans la mesure où celle-ci dépend essentiellement de la disponibilité technique des installations. En effet, compte tenu de leur faible coût variable, les installations d'énergie renouvelable produisent au maximum de leur disponibilité technique.

S'agissant des charges de SPE en ZNI, les engagements de l'Etat portent sur l'intégralité du parc de production y compris des installations pilotables chargées d'assurer l'équilibre offre-demande. Les charges de SPE engendrées par ces installations dépendent de leur disponibilité technique mais également du programme d'appel du gestionnaire de réseau de distribution. Une évaluation prospective des charges en ZNI nécessite ainsi d'évaluer les moyens de production qui seront appelés pour satisfaire la demande électrique. Afin de déterminer ce programme d'appel, une connaissance complète du parc de production à l'horizon de l'estimation est nécessaire.

Dans une ZNI, les charges de SPE qui seront générées par des engagements passés dépendent donc sensiblement des choix futurs de politique énergétique. L'évolution prospective des charges de SPE revient donc à estimer le coût complet de production du système électrique du territoire.

Estimation des charges de service public de l'énergie de la Réunion

Les différentes composantes des charges de service public de l'énergie de la Réunion sont estimées de la manière suivante :

- **surcoûts de production et d'achat d'électricité** : l'estimation des coûts de production et des coûts d'achat ainsi que l'estimation des recettes de production sont détaillées ci-dessous ;
- **surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité** : le déploiement du stockage ne fait pas l'objet d'un chiffrage de charges induites dans la mesure où son impact global conduira à réduire les charges et les besoins futurs ne sont pas connus à ce jour ;
- **coûts supportés par le fournisseur d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE)** : l'estimation se base

sur le coût de mise en œuvre du cadre territorial de compensation estimé sur la période 2019-2023, avec l'hypothèse que le rythme de déploiement se poursuit au même rythme jusqu'en 2028 ;

- **coûts des études** : en l'absence d'estimation du coût des études inscrites dans la PPE pouvant bénéficier d'une compensation, un budget normatif a été retenu pour la période couverte par la PPE.

Estimation des coûts de production et d'achat

Le chiffrage des charges de SPE nécessite d'estimer l'ensemble des coûts de l'opérateur historique, EDF SEI à la Réunion, relatives, d'une part, aux coûts de production pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et, d'autre part, aux coûts d'achat de l'électricité produite par des producteurs tiers. Ces coûts pour la production et l'achat d'électricité peuvent être décomposés en trois différents blocs :

- **Bloc 1** : Les **charges fixes** induites par les **moyens existants** et qui seront encore en service pendant tout ou partie de la période visée par la PPE, soit :
 - Les coûts liés au parc historique d'EDF SEI, composé de 4 installations hydrauliques (Rivière de l'Est, Takamaka, Langevin et Bras de la plaine) et de les turbines à combustion (TAC) de la Baie.
 - Les primes fixes versées pour le stock d'installations bénéficiant d'un contrat de gré à gré (y compris celles faisant l'objet d'une conversion). Sont concernées les centrales Bois Rouge et Le Gol ainsi que la TAC Saint Pierre d'Albioma, la centrale de Port Est d'EDF PEI et la centrale hydraulique de Bras des Lianes.
 - Les charges induites par le stock d'installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat¹³.
- **Bloc 2** : Les **charges fixes** induites par le déploiement des **nouveaux moyens** de production prévus par le projet de PPE, soit :
 - Les primes fixes versées pour l'amortissement, la rémunération et la compensation des charges fixes des nouveaux moyens de production pilotables développés dans le cadre d'un contrat de gré à gré, jusqu'à leur déclassement.
 - Les charges induites par les nouveaux contrats d'obligation d'achat (OA) pour la production ENR non pilotable (photovoltaïque et éolien terrestre) qui sont considérées comme des charges fixes dans la mesure où ces moyens disposent d'une priorité d'appel.
 - Les charges induites par les contrats de gré à gré signés pour le déploiement de nouvelles capacités de production ENR non pilotable ou de petite puissance, ci-après désignés « contrats de gré à gré simplifié », et traités comme des contrats d'OA, c'est-à-dire en considérant toutes les charges comme des charges fixes dans la mesure où ces moyens disposent d'une priorité d'appel.

Sont concernées les filières biomasse (hors conversion), biogaz, méthanisation, éolien flottant, énergies marines (énergie thermique des mers et houlomotrice), ORC (cycle organique de Rankine), géothermie et petite hydroélectricité.
 - Les charges résultant de la mise en œuvre du plan de maîtrise de la demande en énergie ainsi que le coût des études.

¹³ L'impact de la révision des contrats d'obligation d'achat PV pré-moratoires n'est pas pris en compte.

- **Bloc 3 :** Les **charges variables** résultant de l'appel relatif et des coûts variables des différents moyens de production hors ENR non-pilotable ou de petite taille (obligation d'achat et « gré à gré simplifié »).

Pour estimer le montant des charges variables, il est nécessaire de faire des hypothèses sur l'évolution de la consommation et sur les moyens de production qui seront appelés pour satisfaire cette demande.

Le chiffrage s'appuie sur le scénario de consommation sous-jacent au scénario Azur présenté dans le bilan prévisionnel (BP) de l'équilibre offre demande établi par le gestionnaire de réseau EDF SEI. Celui-ci prend en compte des hypothèses d'évolution des sous-jacents tels que la démographie, la croissance économique, le résultat des actions de MDE et le développement de la mobilité électrique.

Une connaissance complète du parc de production à l'horizon de la simulation est ensuite nécessaire pour déterminer les moyens de production appelés pour répondre à cette demande. Pour cette raison, le montant des charges variables à compenser au-delà de l'horizon de la PPE n'est pas évalué.

Estimation des recettes

L'opérateur historique est compensé de la différence entre les coûts de production et d'achat et les recettes de production issues de la vente d'électricité au consommateur, aussi appelées coûts évités pour les achats d'électricité. Les recettes de production correspondent à la part production du tarif de vente (PPTV) multiplié par l'énergie consommée. Compte tenu du principe de péréquation tarifaire, la PPTV suit des évolutions comparables à la composante énergie du tarif règlementé de vente (TRV) en vigueur en métropole. L'évolution sur le long terme de cette composante énergie est particulièrement complexe à évaluer car elle dépend des évolutions du prix sur les marchés gros de l'électricité et de dispositifs réglementaires tels que l'ARENH¹⁴ ou le marché de capacité. Le chiffrage prend pour hypothèse une augmentation de la PPTV de 2 % par an. Le Comité a retenu des scénarios alternatifs afin d'apprécier la sensibilité des résultats à cette hypothèse.

V. Evolution des charges de service public de l'électricité de la Réunion¹⁵

Le Comité considère qu'il y a lieu de mettre en évidence l'ensemble des charges induites par la réalisation du parc cible de la PPE ce qui suppose, d'une part, de prendre en compte les charges induites par le développement de nouveaux moyens sur la durée de leur contrat et d'autre part d'intégrer les charges résultant des engagements passés. Le chiffrage est ainsi décomposé entre les différents blocs de coûts de production présentés dans la partie précédente (*Estimation des coûts de production et d'achat*). Les

¹⁴ Depuis l'entrée en vigueur en 2010 de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Cette source d'approvisionnement en électricité est fournie dans des conditions de coûts équivalentes à celles de l'opérateur historique.

¹⁵ L'ensemble des charges pluriannuelles présentées dans cette partie correspondent à des sommes d'euros courants et sont présentées à partir de l'année 2021.

recettes d'EDF SEI associées à la part production du tarif de vente sont réparties sur l'ensemble des moyens au prorata de leur production¹⁶.

Chiffrage des charges induites par le scénario « fourchettes basses »

Les charges de service public liées au projet de PPE « fourchettes basses » qui seront à payer sur la période 2021-2050 s'élèvent à :

- **5,5 Mds€** sur la période **2021-2028**, dont 1,4 Md€ de charges variables ;
- **5,8 Mds€** sur la période **2029-2050**, auxquels devront s'ajouter les charges variables des moyens pilotables.

Les charges fixes déjà engagées et restant à payer au titre d'engagements passés (**bloc 1**) représentent au total **8,3 Mds€** de charges à payer entre **2021 et 2050**, dont 3,7 Md€ liés aux centrales à charbon converties à la biomasse en 2023 et 1,9 Md€ liés à la centrale d'EDF PEI convertie à la biomasse liquide.

Les charges qui seront engagées avec la mise en service de nouveaux moyens de production (**bloc 2**) représentent au total 1,6 Mds€ de charges à payer **jusqu'à la fin des contrats, en 2047**.

Les charges variables des différents moyens de production hors ENR non-pilotable ou de petite **taille (bloc 3)** représentent **1,4 Mds€** à payer sur la période **2021-2028 (inclus)**.

Le graphique ci-dessous présente la chronique des charges induites par la mise en œuvre du projet de PPE « fourchettes basses » à échéance 2028.

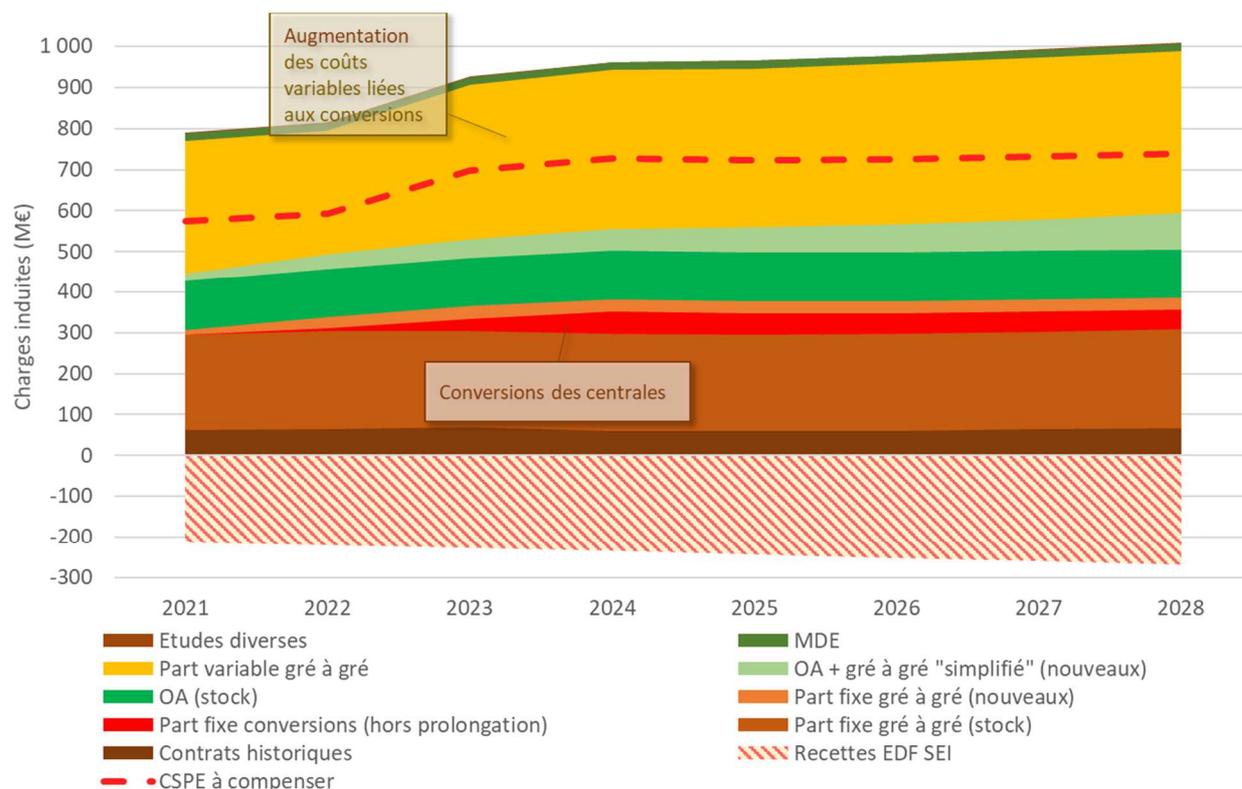


Figure 1 : Chronique de charges de service public induites par le projet de PPE à échéance 2028 « fourchettes basses »

¹⁶ Pour les contrats de gré-à-gré le coût évité est pris en compte dans le bloc correspondant aux charges variables.

Les charges annuelles de service public d'électricité devraient augmenter entre 2021 et 2028 pour atteindre environ 742 M€/an. Cette augmentation sera principalement portée par (i) la conversion des centrales d'Albioma fonctionnant au charbon à la biomasse et (ii) la conversion de la centrale de Port Est d'EDF PEI au bioliquide qui entraînent à la fois de nouveaux investissements et une hausse des coûts variables de fonctionnement liée aux prix prévisionnels des combustibles.

Le Comité tient à souligner que la mise en œuvre de la PPE engage l'Etat sur un horizon de temps qui dépasse celui de la PPE. Le graphique ci-dessous présente ainsi la chronique des coûts de production engagés par le projet de PPE à long terme. Les charges variables et les coûts évités ne sont pas représentés sur ce graphique.

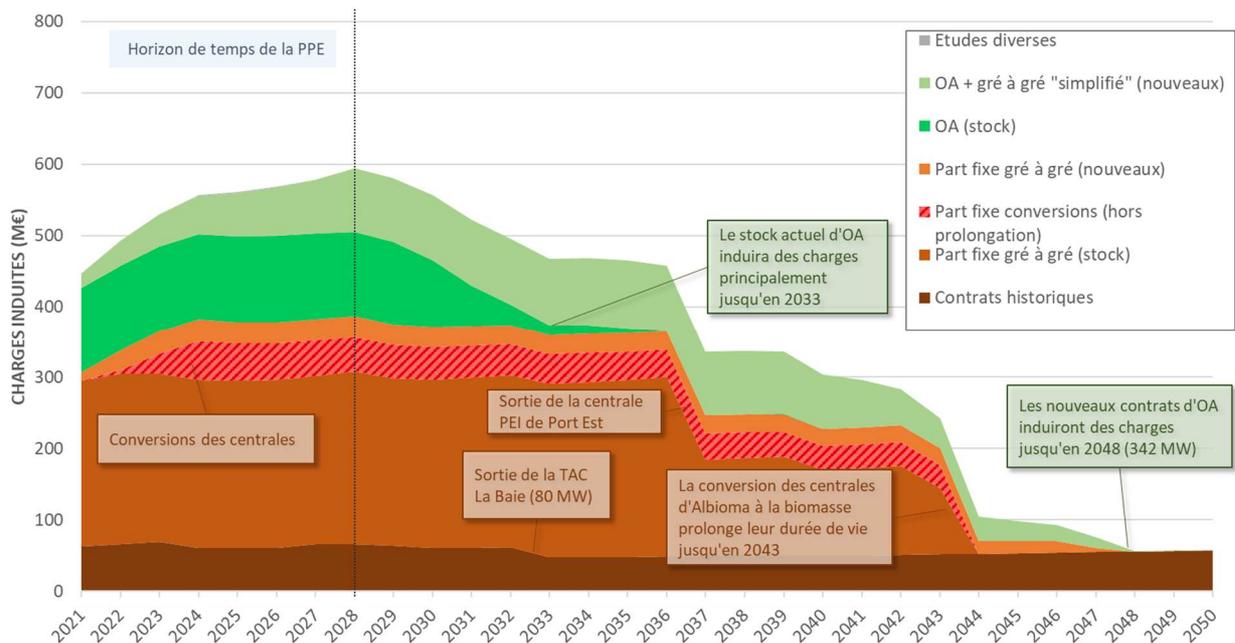


Figure 2 : Chronique des coûts engagés par le projet de PPE « fourchettes basses » à long terme (hors coûts variables et coûts évités)

Le graphique ci-dessous présente la décomposition par filière des charges de SPE induites par le projet de PPE. Les charges variables et les coûts évités sont inclus.

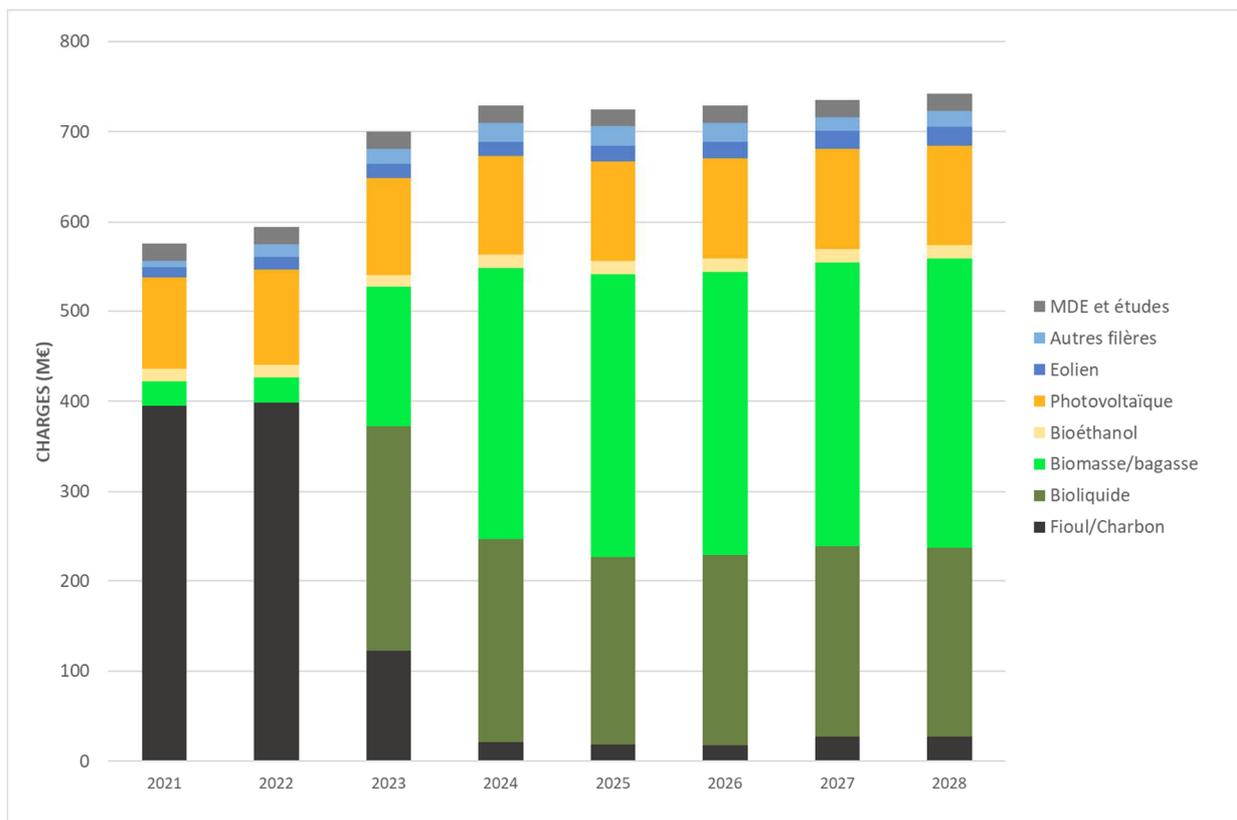


Figure 3 : décomposition par filière des charges de service public induites par le projet de PPE « fourchettes basses » à échéance 2028

La part des charges liée aux centrales thermiques fossiles, estimée à 68 % du total en 2021, devrait progressivement baisser pour ne représenter que 4 % en 2028 du fait des conversions des centrales d’Albioma et de la centrale PEI de Port Est et du déploiement de nouveaux moyens de production ENR en parallèle qui réduira leur sollicitation.

La filière bagasse/biomasse devrait, à terme, représenter de l’ordre de 40 % des charges totales – environ 321 M€/an – une fois les conversions des centrales de Bois Rouge et du Gol réalisées et les nouveaux moyens biomasse mis en service (+1 MW). La filière bioliquide, quant à elle, devrait représenter de l’ordre de 30 % des charges totales, soit environ 211 M€/an.

Sans prendre en compte l’impact de la révision des contrats PV pré-moratoire, les charges de la filière photovoltaïque devraient rester stables entre 2021 et 2028 – de l’ordre de 110 M€/an, soit 15 % du total. Les premières sorties significatives de contrat d’achat existants devraient intervenir au-delà de l’horizon de la PPE.

S’agissant de la filière éolienne, les charges induites augmentent progressivement avec la capacité qui augmente chaque année (rythme de 10 MW supplémentaires par an). Ainsi, dès 2021, les charges liées aux installations mises en service (24 MW) sont estimées à 10 M€. En comparaison à l’année 2019 où les charges liées à cette filière s’élevaient à 0,7 M€, les charges vont largement augmenter avec la mise en œuvre des objectifs de la PPE actuelle et de sa version révisée qui les réhausse. En 2028, les charges relatives à l’éolien devraient atteindre 21 M€.

Enfin, les charges liées aux autres filières (biogaz, hydraulique, déchets, énergies marines) augmentent progressivement, en particulier en 2022 et 2023 avec l’entrée en service d’ILEVA (13 M€ par an).

Chiffrage des charges induites par le scénario « fourchettes hautes »

Les charges de service public liées au projet de PPE « fourchettes hautes » qui seront à payer sur la période 2021-2050 s'élèvent à :

- **5,5 Mds€** sur la période **2021-2028**, dont 1,3 Md€ de charges variables ;
- **7 Mds€** sur la période **2029-2050**, auxquels devront s'ajouter les charges variables des moyens pilotables qui seront moins élevées que dans le cas du scénario « fourchettes basses » du fait de l'appel moins important des centrales thermiques.

Les charges fixes déjà engagées et restant à payer au titre d'engagements passés (**bloc 1**) s'élèvent au même montant de **8,3 Mds€ entre 2021 et 2050**.

Les charges qui seront engagées avec la mise en service de nouveaux moyens de production (**bloc 2**) représentent au total **2,8 Mds€** de charges à payer **jusqu'à la fin des contrats, en 2047** (au lieu de 1,6 Mds€ pour le scénario « fourchettes basses »).

Les charges variables des différents moyens de production hors ENR non-pilotable ou de petite taille (**bloc 3**) représentent **1,3 Md€** à payer **sur la période 2021-2028** (au lieu de 1,4 Mds€ pour le scénario « fourchettes basses »).

Le montant engagé est plus important que celui du scénario « fourchettes basses » puisque les charges des nouvelles obligations d'achats sont engagées sur l'ensemble de la durée de vie des installations. Ces installations complémentaires conduisent à un surcoût de l'ordre de 1,2 Md€. En contrepartie, l'énergie produite par ces nouvelles installations bénéficiant d'une priorité d'injection vient réduire l'appel des moyens pilotables et ainsi les charges liées à la part variable des contrats de gré à gré (notamment des centrales biomasse d'Albioma et de Port Est). Ainsi, en 2028, les charges variables sont diminuées d'environ 54 M€ sur l'année (environ 144 M€ de charges variables contre 198 M€ pour le scénario « fourchettes basses »), soit de 25 % par rapport au scénario « fourchettes basses » du fait de leur moindre sollicitation.

VI. Analyse de sensibilité du chiffrage du projet de PPE

Le Comité tient à souligner la forte sensibilité de l'évaluation prévisionnelle des engagements engendrés par le projet de PPE aux différentes hypothèses, s'agissant en particulier :

- de la part production du tarif de vente (PPTV), très volatile par nature car dépendante des prix de marché de l'électricité en métropole qui sont extrêmement difficile à prédire en pratique, en particulier à long terme;
- du coût des combustibles très volatils par nature et impactant grandement la part variable des coûts de production à la Réunion.

La sensibilité des résultats à ces paramètres est étudiée dans le scénario « fourchettes basses » du projet de PPE.

Sensibilité à la variation de la PPTV

Le chiffrage du projet de PPE prend pour hypothèse une PPTV qui augmente de 2 % par an. Le Comité a évalué la sensibilité du résultat en effectuant un chiffrage alternatif avec un scénario de stagnation de la PPTV ainsi qu'un scénario d'augmentation de 4 % par an.

	Scénario de stagnation (+0%/an)	Scénario de base (+2%/an)	Scénario forte croissance (+4%/an)
Montant des charges de SPE en 2028	785 M€ (+6%)	742 M€	692 M€ (-7%)
Montant total des charges de SPE entre 2021 et 2028	5 700 M€ (+ 4%)	5 500 M€	5 300 M€ (- 4%)

Une croissance plus importante de la PPTV entraîne une diminution des charges de SPE. Dans le scénario de forte croissance, le total des charges de SPE est de 5,3 Mds€ sur la période 2021-2028 correspondant à une baisse de 4 % par rapport au scénario de base. Pour l'année 2028, la PPTV est supposée égale à 96€/MWh et les charges de SPE s'élèvent à 692 M€.

A l'inverse, une croissance plus faible ou une diminution de la PPTV entraîne une augmentation des charges de SPE. Dans le scénario de stagnation, le total des charges de SPE est de 5,7 Mds€ sur la période 2021-2028 correspondant à une hausse de 4 % par rapport au scénario de base. Pour l'année 2028, la PPTV est supposée égale à 68€/MWh et les charges de SPE s'élèvent à 785 M€.

Sensibilité à la variation du coût des combustibles

L'estimation des coûts variables de production nécessite des hypothèses sur l'évolution du coût des combustibles et sur le prix des permis d'émission de CO₂. Les hypothèses retenues dans le chiffrage du projet de PPE sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Combustible/CO ₂	Hypothèse de référence 2021	Evolution au-delà
Fioul domestique	630€/t	+2 %/an
Fioul lourd	430€/t	
Charbon	115€/t	
Biomasse solide	165€/t	
Biomasse liquide	950€/t	
CO ₂	40€/t	

Figure 4 : hypothèses de coût des combustibles et de CO₂ retenues dans le chiffrage du projet de PPE

Le Comité a évalué la sensibilité des charges de SPE à l'évolution du prix des combustibles en considérant que le programme d'appel des moyens de production n'est pas modifié par l'étude de sensibilité. Les chiffres présentés par la suite pourront donc être interprétés comme des majorants de l'impact de l'augmentation du prix d'un combustible sur les charges de SPE. Différents scénarios de hausse du prix des combustibles ont été considérés :

- Le scénario de **hausse de 10 % du prix du fioul** suppose une hausse de **60€/t** du prix du fioul domestique, de **41€/t** du prix du fioul lourd sur toute la période 2021-2028 par rapport au cas de base.
- Les scénarios de **hausse de 10 % du prix du charbon, de la biomasse solide¹⁷ et de la biomasse liquide** supposent respectivement une hausse de **11€/t** du prix du charbon, de **16€/t** du prix de la

¹⁷ L'augmentation ne concerne pas les volumes de bagasse valorisés dans les centrales

biomasse solide et de **95€/t** du prix de la biomasse liquide sur toute la période 2021-2028 par rapport au cas de base.

- Le scénario de **hausse de 10€/t du prix du CO₂** suppose une hausse du prix des permis d'émission de CO₂ sur toute la période 2021-2028 par rapport au cas de base. Ce scénario correspond à une **hausse de 25 %** par rapport au scénario de référence.

	Montant des charges de SPE en 2021	Montant des charges de SPE en 2028	Montant total des charges de SPE entre 2021 et 2028
Scénario de base	576 M€	742 M€	5 530 M€
Hausse de 10% du prix du fioul	+8 M€ (+1,4 %)	=	+18 M€ (+0,3 %)
Hausse de 10% du prix du charbon	+7 M€ (+1,2 %)	=	+16 M€ (+0,3 %)
Hausse de 10% du prix de la biomasse solide	= ¹⁸	+14 M€ (+1,9 %)	+73 M€ (+1,3 %)
Hausse de 10% du prix de la biomasse liquide	=	+11 M€ (+1,5 %)	+76 M€ (+1,3 %)
Hausse de 10€/t du prix du CO ₂	+20 M€ (+3,4 %)	=	+44 M€ (+0,8 %)

La dépendance des charges de SPE de la Réunion aux variations du prix des combustibles évolue avec la composition du parc de production. En 2021, le parc de production est composé d'une part importante de centrales thermiques fonctionnant au fioul et au charbon. Par conséquent, une augmentation de 10 % du prix du fioul et du charbon se traduit par une augmentation de, respectivement, 7,9 M€ (+1,4 %) et de 7,2 M€ (+1,2 %) des charges de SPE. Dans la mesure où le contenu carbone du mix est élevé, le coût de production dépend significativement des variations du prix des permis d'émission de CO₂. Une variation de l'ordre de 10€/t_{CO2} engendre une hausse des charges de SPE de 19,7 M€ (+3,4 %).

Le comité tient cependant à souligner que l'évolution à la hausse du prix des permis d'émission et dans une moindre mesure le prix du fioul et du charbon pourrait impacter à la hausse le prix de l'électricité sur les marchés de gros en métropole. Cette augmentation impliquerait une hausse de la PPTV qui viendrait mitiger la hausse des charges de SPE induite par la hausse du coût de production à la Réunion.

La réalisation du parc cible de la PPE modifiera la dépendance actuelle des coûts de production aux évolutions du prix des combustibles. En 2028, compte tenu de la conversion de l'essentiel des centrales fonctionnant aux énergies fossiles, les charges de SPE ne dépendront quasiment plus des prix du fioul, du charbon et des permis d'émission de CO₂ mais dépendront du prix de la biomasse solide et liquide. Une augmentation de 10 % du prix de la biomasse solide et liquide se traduit par une augmentation respective de 13,9 M€ (+1,9 %) et de 11,0 M€ (+1,5 %) des charges de SPE.

18 L'utilisation du sigle « = » signifie que l'augmentation des charges de SPE est inférieure à 0,1% par rapport au cas de base