RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
*Liberté*
*Égalité*
*Fraternité*

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE



RAPPORT

Mai 2024

# Analyse du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Guadeloupe et de son impact sur les charges de service public de l'énergie

# Introduction

Territoires isolés du réseau électrique de la France continentale, les zones non interconnectées (ZNI) doivent aujourd'hui faire face au défi de leur transition énergétique. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé pour objectif d'atteindre l'autonomie énergétique et un mix électrique 100% renouvelable dans les départements d'outre-mer à horizon 2030. En application de l'article L.141-5 du code de l'énergie, la Guadeloupe, comme les autres ZNI, fait l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) spécifique, adaptée aux besoins du territoire. Cette PPE, élaborée conjointement par la Région Guadeloupe et l'Etat français a fait le fruit d'un appel à contribution du public dès 2022.

Les articles L.141-1 à L.141-9 du code de l'énergie fixent le cadre d'élaboration et le contenu des PPE. Elles doivent être établies au moins tous les cinq ans et couvrir la décennie qui suit sous la forme de deux périodes quinquennales. L'article L.141-3 précise que la PPE comporte une étude d'impact, notamment d'impact économique. Elle comporte un volet consacré aux charges de service public de l'énergie qui est soumis, préalablement à son adoption, au comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) pour avis.

En effet, pour assurer la péréquation tarifaire entre les ZNI et le territoire métropolitain continental, la différence entre les coûts de production de ces territoires non interconnectés et les coûts de production de l'hexagone est couverte par les charges de service public de l'énergie (SPE), qui sont financées par le budget de l'État.

Les ambitions inscrites dans les PPE ont un impact direct sur le niveau de ces charges dans la mesure où une modification de la structure du parc entraîne i) de nouveaux investissements qu'il convient de financer tout en continuant le cas échéant à financer les investissements antérieurs même s'ils étaient moins utilisés et ii) une modification de l'ordre d'appel des moyens et l'évolution subséquente des coûts variables à supporter.

Le décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Guadeloupe a fixé les objectifs énergétiques du territoire pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023.

En application des dispositions de l'article L. 141-4 du code de l'énergie, cette PPE doit être révisée afin d'ajouter une période de programmation supplémentaire de deux périodes de 5 ans portant donc sur la période 2024-2033.

En janvier 2020, la CRE a réalisé une analyse d'un premier projet de PPE 2019-2028 à la demande de la directrice de l'énergie. Cette analyse a montré que la capacité de production prévue par ce projet de PPE dépassait les besoins anticipés et conduisait notamment à un fort écrêtement des énergies renouvelables fatales, induisant ainsi des coûts échoués importants. Face à ce constat, ce projet a été modifié pour être mieux dimensionné.

Une révision simplifiée de la PPE a été adoptée par décret le 7 septembre 2023. Cette révision a notamment permis de préciser l'« *objectif de développement de 10 MW de valorisation électrique de combustibles solides de récupération en substitution de la biomasse importée* » ainsi que le lancement d'études sur le potentiel de l'éolien en mer.

Un projet de révision de la PPE pour la période 2023 - 2033 a été approuvé lors de l'assemblée plénière du conseil régional de Guadeloupe le 25 octobre 2023.

Par un courrier du 9 novembre 2023, le directeur de l'énergie a sollicité la CRE pour rendre un avis sur ce projet de révision de la PPE de la Guadeloupe.

Le présent rapport a pour objet d'analyser ce projet de révision de la PPE qui a été soumis à la CRE et d'évaluer son effet sur les charges de SPE. Les principales recommandations formulées par la CRE dans le cadre de son analyse sont synthétisées ci-après.

# Principales recommandations de la CRE sur le projet de PPE

**Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales**

La CRE constate la cohérence et l'ambition forte des objectifs du projet de PPE (+ 230 MW sur 2024 – 2033) concernant le développement des énergies renouvelables fatales (non pilotables). Toutefois, il convient de rappeler qu'il existe déjà un écart entre les objectifs fixés lors de la précédente PPE et leur réalisation à date. Dans le cadre du chiffrage du présent projet de PPE, la CRE souligne ainsi qu'un éventuel retard dans le déploiement des ENR par rapport à cette trajectoire ambitieuse induirait une hausse des charges de SPE liée au recours accru au bioliquide (cf. étude de sensibilité au 2.3.1).

Dans le cas où les objectifs seraient atteints et en l'absence de moyens de flexibilité (de type stockage), une part importante de l'énergie produite fera l'objet d'un écrêtement. Le développement massif des filières intermittentes induit donc un besoin de flexibilité croissant. Les solutions de flexibilité permettront une meilleure intégration des énergies renouvelables à un coût moins élevé pour les charges de SPE.

Le rythme de déploiement de ces solutions de flexibilité se doit d'être cohérent avec le développement effectif des énergies renouvelables fatales sur le territoire. La CRE accompagnera de façon proactive ce déploiement par l'intermédiaire de la mise en œuvre de guichets stockage. Dans ce contexte, la CRE note la volonté exprimée par la PPE de favoriser l'émergence de micro-STEP à partir de 2028 en complément du stockage électrochimique sur le territoire.

**Concernant les objectifs de développement de la géothermie**

La CRE partage les ambitions du territoire (+ 60 MW sur 2024-2033) et reconnait les avantages de la filière géothermie. Compte-tenu du caractère dimensionnant de ces objectifs pour le parc guadeloupéen (à titre d'exemple, la géothermie génère 31 % de l'électricité du territoire à horizon 2033 alors qu'elle ne représente que 8 % de la capacité installée), la CRE recommande de porter une attention particulière à leur réexamen en 2028, les trajectoires de certains projets identifiés étant encore hypothétiques.

**Concernant les objectifs de conversion des moyens pilotables et de développement de la géothermie et du stockage**

La CRE note que la demande résiduelle (demande – production EnR fatale) sera de plus en plus faible et volatile et que les moyens pilotables qui adresseront cette demande devront fortement moduler leur production. Les centrales thermiques à vapeur (Albioma Le Moule dite ALM) qui sont prévues pour fonctionner en base ne sont pas les moyens les plus adaptés pour réaliser cette modulation. Dans ce contexte, et au vu de la situation actuellement surcapacitaire du système et de la prolongation de la tranche 2 d'ALM, déjà été actée par la précédente PPE, la CRE souligne qu'une éventuelle prolongation, même ultérieure, de la tranche 1 de la centrale du Moule (dite ALM1) n'est pas pertinente.

La CRE souligne l'impact financier de la conversion de la centrale d'EDF PEI Pointe Jarry. Le recours à la biomasse liquide dès 2029 engendrera un surcoût conséquent pour les charges de SPE. Dans la mesure où la production de cette centrale sera appelée à diminuer avec le développement des EnR, le planning du projet de conversion de la centrale devra être réexaminé à la lumière du rythme déploiement effectif des EnR.

**Concernant la maîtrise de la demande en énergie (MDE)**

La CRE reconnaît l'importance de la MDE, en tant que maillon essentiel de la politique énergétique du territoire afin de contenir une éventuelle hausse de la consommation. Le renouvellement du cadre de compensation des petites actions de MDE constitue une opportunité importante pour le territoire pour mettre en cohérence les objectifs de ce nouveau cadre avec les perspectives de consommation de la PPE, en adoptant une démarche à la fois ambitieuse et réaliste sur le déploiement des actions et les économies réalisées.

**Concernant le déploiement des infrastructures de recharges des véhicules électriques**

La CRE partage le besoin de développement du véhicule électrique, qui s'inscrit dans une logique d'électrification des usages nécessaire à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. La CRE salue donc la volonté de la PPE d'assurer un déploiement vertueux du véhicule électrique.

En effet, pour que cette électrification soit la plus bénéfique possible, il convient de rester attentif à l'impact sur le réseau du déploiement des infrastructures de recharge. La recharge des véhicules à la pointe de consommation va reposer sur l'usage de moyens de pointe onéreux et, pour certains, carbonés. De plus, l'installation de bornes ultra-rapides, qui induisent de forts appels de puissance, entraine des couts de raccordement et des contraintes sur l'équilibre électrique qu'il convient de chiffrer. Ainsi, le pilotage des bornes de recharge doit constituer un axe essentiel de la stratégie de déploiement des véhicules électriques pour que la recharge intervienne au pic de production des EnR et non à la pointe de consommation.

**Concernant les objectifs de développement de la filière hydrogène**

La CRE salue l'intérêt du déploiement d'un écosystème hydrogène local afin de couvrir notamment les besoins pour la mobilité lourde (bus, train) ou maritime (navettes maritimes ou côtières).

La CRE rappelle que les charges de SPE n'ont pas vocation à financer le développement des usages de l'hydrogène en dehors du périmètre du système électrique. À ce titre, la production d'hydrogène pour la mobilité ne saurait bénéficier de financements par les charges de SPE.

Pour les projets qui relèvent purement du système électrique, la CRE a la charge d'en évaluer le cout normal et complet. À ce titre, la CRE considère que dans le cas où il existerait des solutions d'électrification plus efficientes que les solutions reposant sur l'hydrogène, les solutions d'électrification devront faire l'objet d'un développement prioritaire.

**Concernant la planification du développement du réseau**

Afin d'anticiper les contraintes sur le réseau occasionnées par la poursuite du développement des EnR et l'intégration des véhicules électriques., la CRE recommande que soit intégrée au projet de PPE l'obligation pour le gestionnaire de réseau de publier régulièrement le plan de développement de réseau prévu à l'article L. 322-11 du Code de l'énergie.

**Concernant l'évolution des charges de SPE**

Le chiffrage de la CRE des objectifs de la PPE permet d'estimer des charges annuelles de l'ordre de 422 M€ à horizon 2028 et 265 M€ à horizon 2033, soit respectivement environ 1 160 €/hab et 750 €/hab. À titre de comparaison, les charges de SPE du territoire se sont établies à 453 M€ en 2022, soit 1 200 €/hab. En cas d'atteinte des objectifs de la PPE, les charges de SPE seront donc orientées significativement à la baisse grâce à un développement de filières aux coûts de production compétitifs comme la géothermie, le photovoltaïque ou l'éolien. Il convient toutefois de rappeler la sensibilité des charges de SPE au rythme de développement de ces filières.

# Synthèse des objectifs de développement fixés par la PPE

| Filière | Centrale | Parc de production réel | PPE 2023 Révisée | Projet de PPE | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Début 2023 | Horizon 2023[1] | Horizon 2028 | Horizon 2033 |
| Diesel | Pointe Jarry SAS | 211 | 211 | 0 | 0 |
| TAC, Fioul | Jarry Sud | 91 | 91 | 71 | 50 |
| Diesel de secours | Iles du Sud | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Charbon / Bagasse | ALM 1 | 28 | 28 | 0 | 0 |
| Charbon / Bagasse | ALM 2 | 29 | 29 | 0 | 0 |
| **Total Thermique fossile (MW)** | | **369** | **369** | **81** | **60** |
| Biomasse liquide | Pointe Jarry SAS | 0 | 0 | 211 | 211 |
| Bagasse seule | ALM 1 | 0 | 43 | 28 | 28 |
| Biomasse solide / Bagasse | ALM 2 | 0 | | 28 | 28 |
| Biomasse solide / Bagasse / CSR | ALM 3 | 33 | | 33 | 33 |
| Biomasse | Autres | 0 | 23 | 0 | 0 |
| **Total Biomasse et déchets (MW)** | | **33** | **66** | **300** | **300** |
| PV | Tous | 93 | 162 | 210 | 270 |
| Eolien | Terrestre | 57 | 116 | 140 | 180 |
| Energies marines renouvelables et autres | Tous | 0 | 0 | 5 | 5 |
| **Total ENR non synchrones (MW)** | | **150** | **278** | **355** | **455** |
| Hydraulique | Petite hydraulique | 11 | 0 | 22 | 30 |
| Biogaz | Tous | 4 | 6 | 6 | 10 |
| **Total hydraulique et Biogaz (MW)** | | **15** | **6** | **28** | **40** |
| Géothermie | Bouillante B1 + B2 + B1bis | 14 | 30 | 25 | 25 |
| Géothermie | Tous | 0 | | 0 | 50 |
| **Total Géothermie (MW)** | | **14** | **30** | **25** | **75** |
| **Parc Total (MW)** | | **581** | **749** | **789** | **930** |
| **Stockage (MWh)** | | **2,5** | **0** | **50** | **150** |

[1] Ces objectifs se réfèrent au Décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 avec les modifications apportées sur le photovoltaïque et l'éolien terrestre par le Décret n° 2023-862 du 7 septembre 2023

# Sommaire

1. Analyse et observations de la CRE ..... 7
1.1. Contexte et rappel ..... 7
1.2. Objectifs relatifs aux moyens pilotables ..... 7
1.3. Objectifs de développement des énergies renouvelables ..... 8
1.4. Maîtrise de la demande en énergie ..... 10
1.5. Véhicule électrique ..... 11
1.6. Objectifs relatifs au développement de la filière hydrogène ..... 11
1.7. Etudes compensées par les charges de SPE ..... 12
1.8. Plan de développement du réseau ..... 12
2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE ..... 13
2.1. Résultats du chiffrage en cas d'atteinte de tous les objectifs de la PPE 13
2.2. Résultats détaillés du chiffrage par nature de charge ..... 15
2.3. Etudes de sensibilité ..... 18
2.3.1. Sensibilité du chiffrage par rapport à l'atteinte des objectifs ENR ..... 18
2.3.2. Sensibilité du chiffrage par rapport au décalage des conversions des moyens thermiques à la biomasse ..... 20

# 1. Analyse et observations de la CRE

## 1.1. Contexte et rappel

En 2022, la consommation totale d'électricité en Guadeloupe[2] a atteint 1 630 GWh, soit une consommation par habitant de 4,3 MWh, légèrement supérieure à la consommation moyenne des outremers qui s'établit à 3,9 MWh/hab. Le niveau de consommation totale devrait rester stable, voire décroitre, dans les années à venir compte tenu de l'évolution à la baisse de la démographie du territoire. Le développement des nouveaux usages (véhicule électrique, électrification de l'industrie et des ports notamment) pourrait entrainer une hausse de la consommation à partir de 2030, conduisant à une consommation totale de l'ordre de 2 TWh (scénario Azur d'EDF SEI) en 2038, soit une consommation annuelle par habitant de 5,6 MWh.

En 2022, les charges nettes de SPE du territoire se sont établies à 453 M€, soit 1 200 €/hab, à comparer aux charges de SPE moyennes par habitant pour l'ensemble des ZNI, qui s'élèvent à environ 950 €/hab en 2022.

La première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Guadeloupe, qui portait sur la période 2018-2023, a été adoptée par décret le 19 avril 2017.

Un premier projet de révision de la PPE a été élaboré en 2019. Il comportait notamment des objectifs très ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) fatales à horizon 2028. A la demande de la directrice de l'énergie, la CRE a rendu un avis sur ce premier projet de révision de PPE soulignant que cette forte ambition de développement des EnR fatales risquait de s'accompagner :

- d'une très faible sollicitation des centrales de base renouvelables comme la biomasse ou la géothermie, et donc d'une évolution de leur régime de fonctionnement, caractérisé par de nouvelles exigences de flexibilité et de modulation potentiellement inadaptées à leurs caractéristiques techniques ;
- d'un écrêtement important des centrales photovoltaïques et éoliennes – soit que leur production dépasse la consommation, soit qu'il faille la réduire pour assurer la stabilité du système ;
- d'un coût du mix électrique anormal eu égard au fonctionnement sous-optimal de toutes les filières.

À la suite de cet avis de la CRE, le projet de révision de la PPE a été repris et modifié en profondeur pour intégrer ce retour. Le nouveau projet de PPE prévoit un développement du système électrique de l'île dans la continuité des transformations engagées jusqu'à présent, avec un développement important de la production photovoltaïque et éolienne, ainsi que la conversion à la biomasse des centrales thermiques et le développement de la géothermie.

Les projections réalisées dans le cadre du chiffrage de l'impact du projet de PPE sur les charges de SPE (présenté en partie 2 du présent rapport) permettent d'estimer des charges annuelles de l'ordre de 422 M€ à horizon 2028 et 265 M€ à horizon 2033 soit respectivement environ 1 160 €/hab et 750 €/hab.

Etant donné le rythme actuel de développement des énergies renouvelables sur le territoire, la CRE a réalisé une étude de sensibilité avec un parc EnR réduit (cf. 2.3.1). Dans ce scénario alternatif, les charges annuelles de SPE s'élèveraient à 437 M€ horizon 2028 et 315 M€ à horizon 2033, soit respectivement environ 1 240 €/hab et 900 €/hab. Un éventuel retard de déploiement des ENR induirait donc un surcoût de l'ordre de 15 M€ par an à horizon 2028 et de 50 M€ par an à horizon 2033.

## 1.2. Objectifs relatifs aux moyens pilotables

Dans l'objectif d'assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'île tout en assurant la sortie définitive du fioul et du charbon, la PPE prévoit :

- Une augmentation de la capacité de production installée à Bouillante pour atteindre 25 MW à horizon 2028 puis le développement de 50 MW supplémentaire à horizon 2033 ;

[2] Incluant les pertes et à l'exclusion des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

- La conversion à la biomasse liquide de la centrale EDF PEI de Pointe-Jarry à horizon 2028 ;
- La conversion à la biomasse solide de la tranche de production ALM 2 à horizon 2028 ;
- Le développement d'une capacité installée de 10 MW de valorisation énergétique de CSR à horizon 2028

**S'agissant des objectifs de développement de la géothermie,** la CRE souligne l'intérêt de cette filière, qui constitue le seul moyen présentant l'ensemble des caractéristiques suivantes : pilotable, avec de l'inertie et issu d'une énergie locale et renouvelable. Cependant, les objectifs à horizon 2023 apparaissent ambitieux, avec un triplement de la capacité géothermique du territoire par rapport à horizon 2028. La géothermie étant peu coûteuse par rapport aux autres moyens de production pilotables, la CRE invite donc à la vigilance concernant l'impact potentiel que pourrait avoir la non-atteinte de ces objectifs sur les charges de SPE. Les trajectoires de certains projets étant encore très hypothétiques, la CRE recommande également de porter une attention particulière à leur réexamen en 2028.

**S'agissant des objectifs de développement du stockage**, la PPE évalue les besoins à environ 50 MWh en 2028 et 150 MWh en 2033. Si la CRE s'accorde sur la pertinence de cette solution de flexibilité, les volumes déployés devront être cohérents avec la dynamique de développement des EnR. La CRE accompagnera de façon proactive et efficace ce déploiement dans le cadre de l'instruction des guichets stockage. Les technologies qui font l'objet d'un objectif de développement dans la PPE pourront bénéficier d'un examen prioritaire par la CRE. Dans ce cadre, les projets de STEP bénéficieront de cet examen prioritaire sous réserve que l'objectif spécifique de développement de 100 MWh de stockage par STEP soit repris dans le décret d'adoption de la PPE.

**S'agissant du fonctionnement au bioliquide de la centrale de Jarry**, la CRE constate que le calendrier de conversion visé entraine une hausse conséquente des charges de SPE. En 2029, une fois la conversion réalisée, le fonctionnement au bioliquide augmente les coûts variables de la centrale de Jarry d'environ [SDA] par rapport à un fonctionnement au fioul incluant le paiement des quotas de $CO_2$. Ce qui représente un surcoût de 69 M€/an à horizon 2029 et 25 M€/an à horizon 2033 (cf. 2.3.2). Dans la mesure où la production de cette centrale diminue avec le développement des EnR, le planning du projet de conversion de la centrale devra être cohérent avec le déploiement effectif des EnR (cf. 2.3.2).

**S'agissant du prolongement de la durée de vie de la centrale du Moule et du développement de 10 MW de valorisation énergétique de CSR :** Dans les prochaines années, le développement des EnR fatales et de la géothermie – appelées avant l'énergie issue de la biomasse – réduira le taux d'appel de la centrale du Moule, qui devra donc faire davantage de modulation (arrêt-démarrages plus fréquents, modulation en puissance). Ce taux d'appel réduit justifie de ne pas prolonger la durée de vie des deux tranches de la centrale au-delà de 2033, car elles devraient alors d'autant plus moduler leur puissance. Dans ce cadre, la CRE recommande de ne prolonger et de ne convertir que la tranche 2 de la centrale. De plus, dès la fin de la conversion de la tranche 2, prévue en 2026, l'arrêt de la tranche 1 en dehors des périodes sucrières permettra d'augmenter le taux d'appel de la tranche restante, et ainsi d'améliorer ses performances.

Pour ces raisons, et en l'absence de besoin pour le système électrique, la CRE recommande de supprimer du projet de révision de PPE la possibilité d'examiner ultérieurement la conversion de la tranche ALM1 à la biomasse solide.

La CRE alerte toutefois sur la nécessité d'anticiper l'articulation entre ce projet de conversion et le projet de valorisation du Combustible Solide de Récupération (CSR) – notamment en termes de calendrier et d'emploi – ainsi que sur le besoin d'anticiper les modalités de valorisation de la bagasse dans la perspective du déclassement de la tranche 1 de la centrale en 2033.

## 1.3. Objectifs de développement des énergies renouvelables

Le projet de PPE prévoit un développement important des filières renouvelables fatales, dont les objectifs sont rappelés ci-dessous.

| | Parc actuel | PPE 2028 | PPE 2033 |
|---|---|---|---|
| **Solaire** | 93 MW | 210 MW | 270 MW |
| **Eolien** | 57 MW | 140 MW | 180 MW |
| **Petite hydroélectricité** | 11 MW | 22 MW | 30 MW |
| **Biogaz** | 4 MW | 6 MW | 10 MW |
| **Energies marines** | 0 MW | 5 MW | 5 MW |

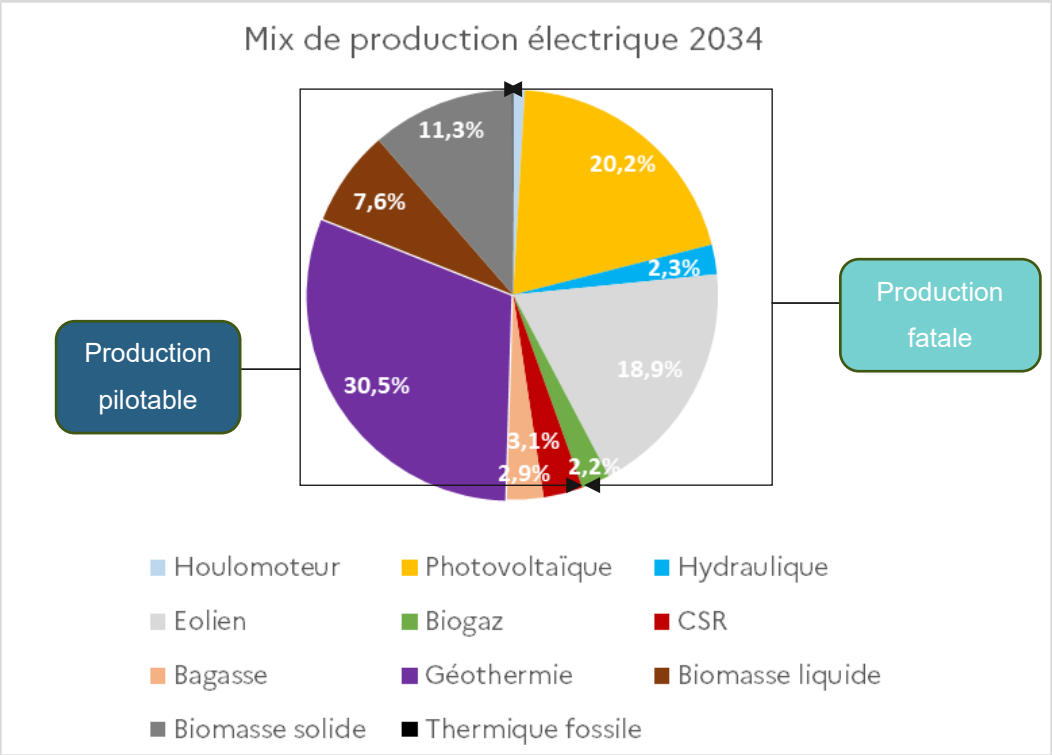
**La CRE accueille favorablement ces objectifs de développement, qui font reposer l'essentiel de la transition énergétique sur des filières matures telles que le photovoltaïque ou l'éolien.**

Le coût de production des filières photovoltaïque et éolienne, y compris en y incluant le coût du stockage, étant inférieur au coût variable des centrales au bioliquide, **la CRE souligne que la substitution de la production thermique par de l'énergie solaire et éolienne devrait s'accompagner d'une baisse des coûts de fonctionnement du système.** La CRE encourage donc le déploiement de ces filières et note le risque d'évolution à la hausse des charges de SPE en cas de non-atteinte des objectifs (cf. 2.3.1).

Il convient en effet de rappeler qu'il existe un écart entre les objectifs fixés et leurs réalisations. Or, comme le montre le tableau ci-dessous, les rythmes de déploiement du PV et de l'éolien dans la révision proposée sont supérieurs à ceux fixés par la révision simplifiée de la PPE. Par rapport au constaté sur la période 2018-2023, il s'agit pour 2023-2028 d'un quadruplement pour le PV et d'un triplement pour l'éolien. L'écart déjà constaté entre les objectifs et leur réalisation risque donc de s'accentuer. Il convient donc d'accompagner fortement le développement de ces filières sur le plan économique mais également - et surtout - sur le plan sociétal. En effet, l'acceptabilité du photovoltaïque et de l'éolien au niveau local est aujourd'hui un frein majeur à leur déploiement.

| Filière | 2023-2028 | 2028-2033 | 2018-2023 |
|---|---|---|---|
| Photovoltaïque | + 130 MW | + 60 MW | + 55 MW<br>*Vs objectif atteint :*<br>+ 33 MW |
| Eolien | + 89 MW | + 40 MW | + 31 MW<br>*Vs objectif atteint :*<br>+ 27 MW |

Le mix électrique résultant de ces objectifs de développement pour l'année 2034 est présenté ci-dessous. Les hypothèses de consommation retenues correspondent au scénario Azur du gestionnaire de réseau.




En 2034, la part de production pilotable est de 55,4 %, dont 55,3 % de production EnR pilotable. La part de production fatale, qui ne regroupe que des EnR, est de 44,6 %. La part de la production « locale », qui regroupe des moyens de production fatales et pilotables, est de l'ordre de 81 %.

Les hypothèses considérées pour l'optimisation de l'appel des moyens de production sont fondées sur les contraintes principales qu'applique le GRD à ce jour pour piloter le réseau électrique de manière sûre. En plus de la notion d'inertie ou de réserve rapide, ces contraintes incluent notamment un niveau de pénétration des EnR fatales sur le mix électrique instantané (en %) à partir duquel le GRD peut refuser l'injection d'EnR fatale supplémentaire (« écrêtement ») afin de maintenir la stabilité du système.

Ce « seuil de déconnexion », fixé à 55% par la PPE, limite donc l'énergie produite par les EnR fatales (photovoltaïque principalement), dont la production est réduite (« écrêtée »). À titre d'exemple, ce sont environ 130 MWh qui sont écrêtés pour une production totale de 2 013 MWh en 2034. Cet écrêtement, bien que non négligeable, reste 10 fois moins élevé que celui qui était induit par les objectifs du projet de PPE 2018-2028 présenté en 2020 à la CRE.

En relevant le seuil de déconnexion des ENR à 65%, le volume d'EnR écrêté est réduit à 70 MWh en 2034 ce qui permet de réaliser des économies de l'ordre de 7 M€ par an. Cette augmentation du seuil de déconnexion s'accompagne du déploiement de 50 MWh de stockage supplémentaire par rapport aux objectifs PPE. En tenant compte des coûts de déploiement du stockage, les économies nettes réalisées s'élèvent ainsi à 3 M€ par an.

Ainsi, dans une optique de poursuite de la transition énergétique au-delà de l'horizon de cette PPE et de réduction des importations de biomasse solide et liquide et des charges de SPE associées, **la CRE invite le GRD à étudier l'ensemble des solutions possibles permettant d'améliorer l'intégration des EnR** (compensation synchrone, batteries en *grid-forming,* réserve lente par exemple).

## 1.4. Maîtrise de la demande en énergie

La PPE prévoit une atteinte des objectifs fixés par le scénario Emeraude. Ce scénario est conçu comme un scénario minorant de la consommation électrique permettant de dimensionner le système électrique. La CRE retient, dans le présent chiffrage, les prévisions de consommation du scénario AZUR d'EDF SEI, un scénario plus modéré qui traduit l'atteinte de 80% des objectifs du cadre de compensation 2019-

2023 et la poursuite des économies sur le même rythme pour les années suivantes, conduisant à une économie d'environ 280 GWh/an en 2028.

**La CRE reconnaît l'importance de la MDE, en tant que maillon essentiel de la politique énergétique du territoire afin de contenir une éventuelle hausse de la consommation.**

Le cadre de compensation portant sur les petites actions de MDE est en vigueur depuis janvier 2019. Les actions se sont principalement portées sur le segment résidentiel avec notamment une explosion des placements de brasseurs d'air en 2022. Entre 2019 et 2022, les actions financées ont permis de réduire la consommation de l'ordre de 256 GWh.

Le cadre de compensation des petites actions de MDE de Guadeloupe sera renouvelé pour une période de 4 ans jusqu'en 2028. Pour permettre l'atteinte des objectifs fixés par la PPE, il convient que le territoire se saisisse de cette opportunité pour mettre en cohérence les objectifs de ce nouveau cadre avec les perspectives de consommation de la PPE, en adoptant une démarche à la fois ambitieuse et réaliste sur le déploiement des actions et les économies réalisées.

## 1.5. Véhicule électrique

La PPE prévoit un développement du véhicule électrique (VE), avec 13 000 VE et 7 000 véhicules hybrides rechargeables (VHR) en 2030 puis 23 000 VHR en 2033 contre 2 000 aujourd'hui). Cet objectif correspond à une substitution de 8 % des véhicules thermiques par des véhicules électriques et hybrides rechargeables à horizon 2030 et 15 % en 2033.

Ce développement est supporté par l'installation d'au moins 1 000 bornes de recharges de VE ou VHR. Le projet de PPE préconise le développement d'une recharge « vertueuse » pour le réseau, qui reprend les recommandations d'EDF SEI avec une puissance maximale de 22 kW pour les bornes de recharge (voire 11 kW dans les iles du nord), et un asservissement au signal EDF SEI, sans pour autant définir de contraintes ou de conditionnalité sur les financements publics. La PPE définit également des axes socio-économiques pour accompagner ce développement : une mise en place d'une étude d'impact socio-économique, une structuration des dispositifs d'accompagnement à la transformation du parc automobile avec l'ensemble des acteurs publics du territoire et un déploiement équilibré sur le territoire.

**La CRE partage le besoin de développement du véhicule électrique en Guadeloupe, qui s'inscrit dans une logique d'électrification des usages. La CRE salue donc la volonté de déploiement vertueux du véhicule électrique.**

Pour que cette électrification soit la plus bénéfique possible, il convient de rester attentif à l'impact sur le réseau du déploiement des infrastructures de recharge. En effet, la recharge du véhicule à la pointe de consommation va reposer sur l'usage de moyens de pointe onéreux et, pour certains, carbonés. De plus, l'installation de bornes ultra-rapides, qui induit de forts appels de puissance très courts, induit des couts de raccordement et des contraintes sur l'équilibre électrique qu'il conviendrait de chiffrer.

**Le pilotage des bornes de recharge doit ainsi constituer un axe essentiel de la stratégie pour que la recharge intervienne au pic de production des EnR.**

## 1.6. Objectifs relatifs au développement de la filière hydrogène

La PPE encourage le déploiement d'un écosystème hydrogène local : déploiement de stations de recharge pour véhicules à hydrogène, déploiement et exploitation d'autobus à hydrogène dans les transports en commun ainsi que la production d'hydrogène à partir de sources renouvelables. L'hydrogène permettrait ainsi de couvrir les besoins pour la mobilité lourde (bus, train) ou maritime (navettes maritimes ou côtières). Une conversion à l'hydrogène de la flotte de véhicules destinée au transport collectif est notamment envisagée par la PPE.

Concernant la production d'hydrogène à partir de sources renouvelables, la CRE souligne que la conversion de l'électricité vers l'hydrogène présente un rendement moins intéressant que le stockage par batterie (30 à 70 % contre 85 %). L'hydrogène ne doit donc être utilisé que dans des cas où il n'existe pas d'autre solution de stockage plus efficiente. Dans le cas de la mobilité lourde ou du fret de longue distance, pour lesquels l'autonomie est une caractéristique primordiale, l'hydrogène pourrait constituer une solution pertinente de substitution aux carburants fossiles.

La CRE rappelle toutefois que les charges de SPE n'ont pas vocation à financer le développement des usages de l'hydrogène en dehors du périmètre du système électrique. À ce titre, la production d'hydrogène pour la mobilité ne saurait bénéficier de financements par les charges de SPE.

Pour les projets qui relèvent purement du système électrique, la CRE a la charge d'en évaluer le cout normal et complet. À ce titre, la CRE considère que les solutions reposant sur l'usage de l'hydrogène ne pourront pas être financées dès lors qu'il existe des solutions d'électrification plus efficientes. Aussi, la CRE invite les porteurs de projet à concentrer leurs efforts de développement de la filière hydrogène vers les usages ne pouvant être électrifiés, par exemple via un raccordement ou des batteries.

## 1.7. Etudes compensées par les charges de SPE

La PPE prévoit qu'un certain nombre d'études puissent être compensées au titre du e du 2 du L.121-7 du code de l'énergie. La CRE rappelle que le code de l'énergie prévoit que seules les études relatives à un projet de production ou d'approvisionnement « *conduisant à un surcoût de production au titre du a du présent 2° ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c* » peuvent faire l'objet d'une compensation.

- Production énergétique par biomasse locale ou valorisation des déchets : pour être compensés au titre du e du 2 du L. 121-7, les coûts des études doivent faire l'objet, en amont de la réalisation de l'étude, d'une validation par la CRE et par le ministre chargé de l'énergie du cahier des charges de l'étude. Les coûts échoués constatés a posteriori ne pourront donc pas être compensés.
- Energies marines et biomasse locale : les études de potentiel et de gisement ne visant pas un projet de production en particulier ne sont pas éligibles au e.
- STEP, micro-STEP et bornes de recharge de véhicule électrique : la CRE constate que la compensation de coûts d'études pour des installations de stockage ou de pilotage de bornes de recharge n'est pas possible dans la rédaction actuelle du code de l'énergie qui ne vise que les installations de production ou d'approvisionnement.

Les autres études mentionnées dans la PPE ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation.

## 1.8. Plan de développement du réseau

L'article L. 322-11 du Code de l'énergie prévoit que : « *Le gestionnaire de réseau de distribution publie au moins tous les deux ans un plan de développement de réseau. Ce plan de développement du réseau offre de la transparence quant aux services de flexibilité à moyen et long termes qui sont nécessaires, et énonce les investissements programmés pour les cinq à dix prochaines années, l'accent étant mis, en particulier, sur les principales infrastructures de distribution nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques. Il inclut également le recours à l'effacement de consommation d'électricité, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau*. ».

Dans les zones non interconnectées, cette obligation s'applique si la programmation pluriannuelle de l'énergie le prévoit.

En conséquence, la CRE souhaite que la PPE prévoie la publication de ce plan de développement, afin de préparer le développement et l'insertion de la production des EnR fatales et l'intégration des véhicules électriques. La CRE demande également à EDF SEI d'anticiper cette publication en préparant dès maintenant l'élaboration de ce plan, dont la fréquence de publication pourra ensuite être ajustée à la lumière de l'évolution des enjeux réseau du territoire.

# 2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE

Les charges de service public correspondent à la différence entre les coûts de production du système électrique et les recettes tarifaires du fournisseur liées à la vente aux tarifs réglementés, pouvant être affectées à la production (la part production des tarifs règlementés de vente ou PPTV).

Les charges de SPE sont évaluées à compter de l'année 2024 et sont données en euros courants sur la base d'une hypothèse d'inflation de 2 %. Le chiffrage prend en compte les charges induites par les objectifs fixés par le projet de PPE : conversion de l'installation ALM 2 à la biomasse solide importée, conversion de la centrale de EDF PEI de Pointe-Jarry au bioliquide importé, développement des énergies renouvelables pilotables et fatales (photovoltaïque, éolien et géothermie principalement). Conformément à ce qui est expliqué en 1.1, la potentielle conversion de ALM 1 n'est pas considérée. Le chiffrage comprend les charges fixes induites par les différents projets sur leur durée de vie ainsi que les charges variables jusqu'en 2037 uniquement, le parc de production n'étant plus suffisant pour estimer l'appel des moyens de production au-delà. Les charges variables des moyens de production sont chiffrées en s'appuyant sur le scénario de consommation Azur du bilan prévisionnel d'EDF SEI (augmentation de la consommation annuelle de 1 712 GWh en 2022 à 2 002 GWh en 2038).

Le parc de production constaté début 2023 est utilisé comme référence et évolue ensuite entre 2024 et 2033 pour atteindre un parc de production à horizon 2028 et 2033 correspondant à l'atteinte totale des objectifs du projet de PPE. Afin d'évaluer les conséquences d'un éventuel retard dans le déploiement des ENR à horizon 2033, un second chiffrage avec un parc ENR réduit a été réalisé (cf. 2.3.1). À horizon 2033, ce parc EnR réduit est constitué de 210 MW de solaire, 140 MW d'éolien et 50 MW de géothermie, correspondant aux objectifs 2028 pour l'éolien et le solaire, et aux projets identifiés à ce jour pour la géothermie.

La méthodologie détaillée du chiffrage de l'impact du projet de PPE en termes de charges de service public de l'énergie (SPE) et les hypothèses retenues sont présentées en annexe 1 du présent rapport.

## 2.1. Résultats du chiffrage en cas d'atteinte de tous les objectifs de la PPE

En 2022, les charges de service public de l'énergie s'élevaient à 453 M€ (y compris soutien à la MDE), ce qui représente environ 1,2 k€/habitant/an. Cette année avait toutefois était marquée par des prix de combustible très élevés, en lien avec la crise énergétique européenne. En 2021, année plus représentative de l'historique, les charges de SPE s'élevaient à 423 M€, ce qui représente environ 1,1 k€/habitant/an.

Les charges calculées dans le cadre du présent chiffrage sont présentées, par filière, dans le graphique ci-dessous, entre 2024 et 2037. En 2024, une baisse des charges est constatée par rapport au niveau historique en raison d'hypothèses de prix des combustibles et d'une hypothèse plus élevée de la part production des tarifs réglementés de vente d'électricité (fondées sur les évolutions tarifaires hors taxes constatées ces deux dernières années).

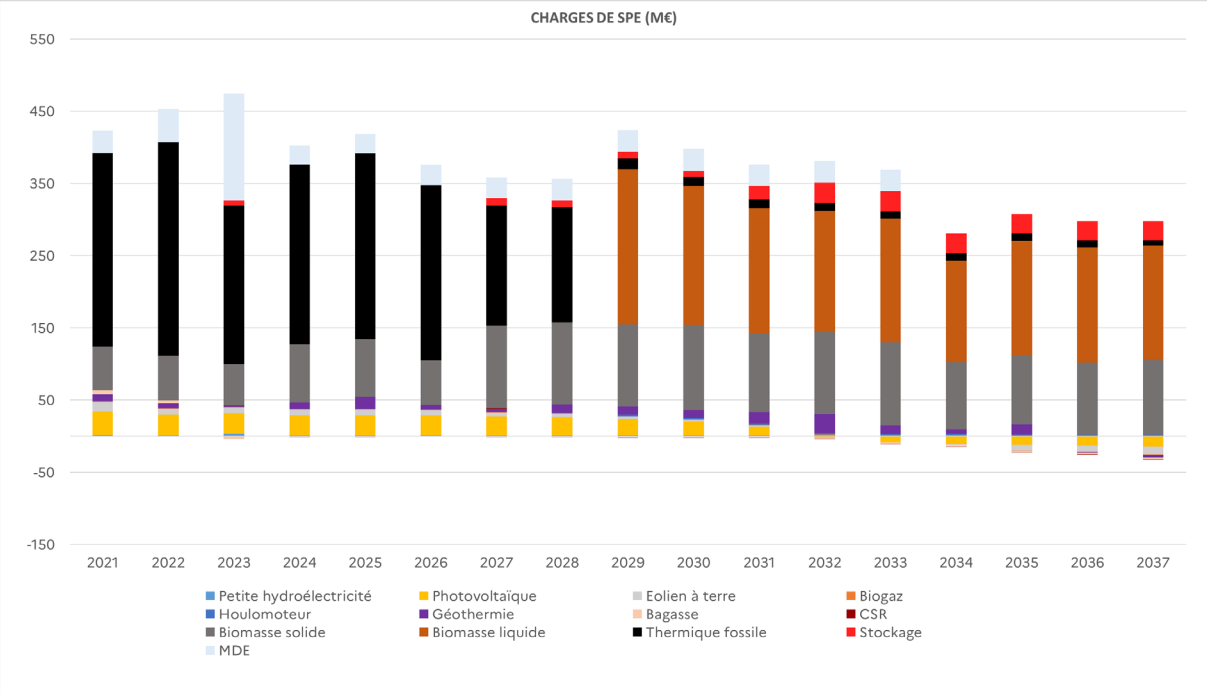



*Figure 1 – Chronique de charges de service public induites par le projet de PPE*

En 2025, les charges augmentent pour atteindre 416 M€, en raison notamment de la compensation des couts liés aux forages préalables à la mise en service de B1bis.

Entre 2026 et 2028, les charges diminuent avec le déploiement de moyens de production renouvelables (Géothermie avec B1bis, éolien terrestre et photovoltaïque principalement) qui limitent le recours aux centrales thermiques et donc diminuent les charges variables.

En 2029, les charges de SPE augmentent et atteignent un pic à 422 M€, lié à la conversion de la centrale d'EDF PEI au bioliquide.

Entre 2030 et 2037, les charges diminuent jusqu'à atteindre 265 M€ en 2037. Cette diminution s'explique d'abord par le déploiement de nouveaux moyens de production renouvelables jusqu'à l'horizon 2033. A partir de 2034, le parc guadeloupéen est considéré à capacité constante. Ainsi, le déclassement successif de certains moyens de production renouvelables (éolien, photovoltaïque et biogaz) entraîne la mise en service de moyens de production dont le surcoût engendré est moindre. L'ensemble de ces moyens de production renouvelable permettent de diminuer la part des moyens de production plus coûteux fonctionnant à la biomasse importée. A titre d'exemple, la production de la centrale d'EDF PEI diminue de 450 GWh en 2029 à 146 GWh en 2034 malgré une augmentation de la consommation respectivement de 1 712 GWh à 1 861 GWh (avec le scénario Azur du GRD).

À horizon 2033, les charges de SPE sont estimées à environ 265 M€, soit 750 €/hab.

Sur la période 2024-2037 les charges de SPE prévisionnelles engendrées par la mise en œuvre du projet de PPE s'élèveront à 4,9 Mds€, soit en moyenne 351 M€/an, dont 0,8 Mds€ associés aux charges variables des moyens pilotables.

*Analyse par filière*

Compte tenu des conversions au bioliquide d'EDF PEI Pointe Jarry et à la biomasse solide d'Albioma Le Moule, la part des charges liées aux centrales thermiques fossiles, chiffrée à 250 M€ en 2024, baisse considérablement pour atteindre 15 M€ en 2029. Les moyens thermiques fossiles restants sont des TACs et des moteurs diesel d'appoint qui ne fonctionnent qu'en pointe ou en secours (notamment dans les îles du sud).

Les charges liées à la filière biomasse liquide et à la filière biomasse solide devraient représenter respectivement 171 M€/an et 107 M€/an en moyenne entre 2029 et 2037. Les pics sont atteints lors des conversions des centrales. Pour la biomasse liquide, les charges maximales s'élèvent à 215 M€ en 2029 à la suite de la conversion de la centrale d'EDF PEI Pointe Jarry. Pour la biomasse solide, le pic est atteint en 2027, à 114 M€ après la conversion de la tranche 2 d'Albioma Le Moule. Avec la mise en service de nouveaux moyens de production renouvelables, les charges des deux filières diminuent ensuite jusqu'à atteindre respectivement 141 M€ et 93 M€ en 2034. Les charges de SPE augmentent ensuite légèrement pour atteindre respectivement 158 M€ et 103 M€ en 2037, les moyens thermiques pilotables étant sollicités pour répondre à une augmentation de la consommation.

Les moyens de production géothermique engendrent des charges dont l'amplitude varie entre 26 M€ (2032) et - 4 M€ (2037). Celles-ci augmentent avant la mise en service de nouveaux moyens de production en raison des investissements requis comme les forages.

Concernant la filière photovoltaïque, les charges devraient rester stables entre 2024 et 2027 – de l'ordre de 27 M€/an, principalement en raison du stock existant de contrats d'OA (93 MW). Dès 2024, les nouveaux contrats photovoltaïques engendreront des charges quasi nulles puis négatives à partir de 2026, l'hypothèse de coût d'achat moyen étant de l'ordre de 126 €/ MWh et donc inférieur à l'hypothèse prise sur la PPTV. L'ensemble des charges de la filière deviendront négatives à partir de 2032, ceci s'expliquant principalement par le déclassement d'installations PV sous obligation d'achat mises en service entre 2011 et 2013 et bénéficiant des conditions tarifaires des arrêtés S06 et S10.

Les charges de la filière éolienne connaissent une évolution similaire à celles de la filière photovoltaïque. Celles-ci diminuent de 8 M€ à 2 M€ entre 2024 et 2031 et deviennent quasi nulles à partir de 2032 puis négatives à partir de 2034, le tarif d'achat des nouvelles installations étant très compétitif par rapport à l'hypothèse prise sur la PPTV.

De même, les charges liées aux filières biogaz et petite hydroélectricité diminueront puis deviendront négatives jusqu'à atteindre respectivement – 0,7 M€ et – 0,6 M€ en 2037

## 2.2. Résultats détaillés du chiffrage par nature de charge

Le chiffrage de la PPE Guadeloupe repose plus spécifiquement sur trois blocs :

(i) **Le premier concerne les charges fixes déjà engagées et restant à payer au titre d'engagements passés**. Celui-ci comprend en particulier :

- Les parts fixes des contrats de gré à gré des installations existantes. Les installations concernées sont la centrale d'EDF PEI Jarry, les centrales d'Albioma (Le Moule 1 et 2 et Caraïbes Energies), les centrales de Bouillante (B1 et B2), l'installation hydraulique de Bananier et des installations éoliennes sous contrat de gré à gré post-contrat d'OA. Celles-ci sont regroupées sur la Figure 1 sous la dénomination « Charges fixes de contrats de gré à gré existants ». Les charges fixes de conversion des centrales diesel d'EDF PEI Jarry et d'Albioma le Moule 2 sont présentées dans le bloc intitulé « Charges induites par les conversions » sur la Figure 2.
- L'amortissement, la rémunération et les coûts fixes liés au parc historique d'EDF SEI, dénommés « Charges fixes des moyens de production historiques » sur la Figure 2. Les moyens de production concernés sont les TACs de Jarry Sud ainsi que les diesels de secours des Iles du Sud.
- Les charges liées aux contrats d'obligation d'achat (PV, éolien, petite hydraulique, biogaz). Celles-ci sont présentées dans la Figure 2 sous la dénomination « Charges induites par le stock des obligations d'achat ».

Ce bloc représente au total **3,3 Mds€** de charges à payer jusqu'en 2063, dont **2,7 Mds€** jusqu'en 2037. Le chiffrage n'est pas réalisé au-delà pour rester en cohérence avec le chiffrage du deuxième bloc ci-dessous.

(ii) **Le deuxième bloc concerne les charges qui seront engagées avec la mise en service de nouveaux moyens**, qu'il s'agisse :

- Des primes fixes des nouveaux contrats de gré à gré, qui concernent les nouvelles installations de géothermie ainsi que l'unité de CSR d'une capacité de 10 MW. Elles sont intitulées « Charges fixes des nouveaux contrats de gré à gré » sur la Figure 2.
- Des charges induites par de nouveaux contrats d'obligation d'achat et des projets ENR en gré à gré de faible puissance dont la production est considérée être injectée en totalité – dénommées « Charges induites par les nouveaux contrats de gré à gré simplifié et obligations d'achat » en Figure 2. Pour les installations photovoltaïques et éoliennes bénéficiant d'un contrat d'OA et susceptibles de faire l'objet d'écrêtement, il est considéré que les charges ne dépendent pas de l'injection effective du fait de la compensation prévue en cas d'écrêtement.

Ce bloc comprend aussi les coûts des actions de MDE, du déploiement du stockage et de financement des études au titre du e et du f du 2 de l'article L.121-7 du code de l'énergie. Il représente au total **2,6 Mds€** de charges à payer jusqu'à la fin de l'ensemble des contrats, en 2063, dont **1,4 Mds€** jusqu'en 2037.

(iii) **Le troisième bloc concerne les charges variables des moyens pilotables** qui devront être appelés en complément de la production ENR en obligation d'achat et des nouveaux moyens de production en gré à gré dont la production est considérée être injectée en totalité. **Ce bloc comprend également les recettes de production associées à cette production pilotable** qui sont déduites du coût variable. Les moyens concernés sont les centrales pilotables fonctionnant au fuel ou à la biomasse locale ou importée. Dans la mesure où la détermination du volume de production nécessite de connaitre la composition de l'ensemble du parc, ce chiffrage n'a été effectué jusqu'à 2037, année de déclassement de la centrale d'EDF PEI Pointe Jarry.

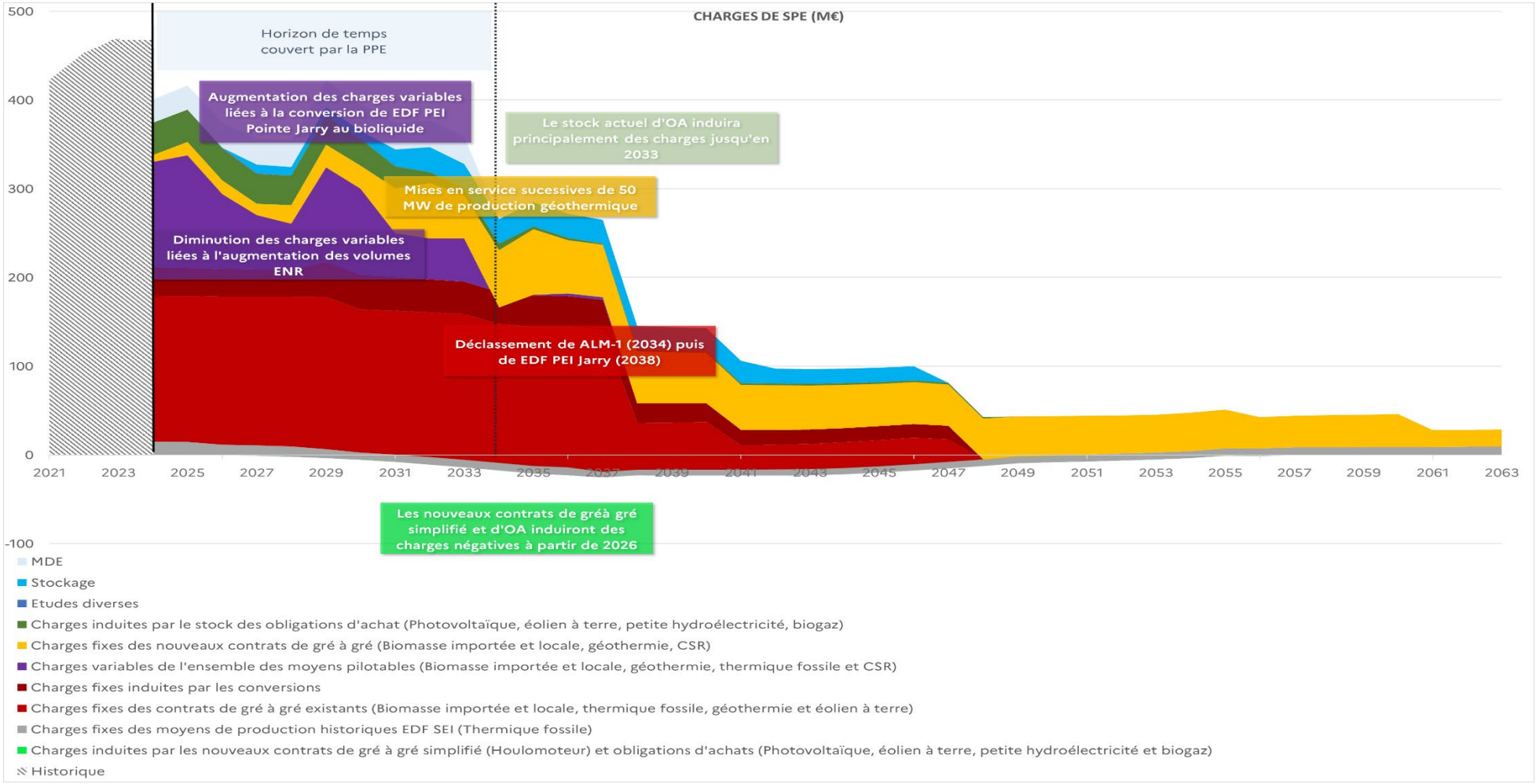



*Figure 2 – Charges de service public induites par le projet de PPE*

Sur la base de ces éléments, les charges de service public liées à l'atteinte de tous les objectifs du projet de PPE qui seront à payer sur la période 2024-2063 s'élèvent à :

- **4,9 Mds€** sur la période 2024-2037, dont **0,8 Mds€** de charges variables (soit 27 % des charges).
- **1,8 Mds€** sur la période 2038-2053, auxquels devront s'ajouter les charges variables des moyens pilotable.

## 2.3. Etudes de sensibilité

### 2.3.1. Sensibilité du chiffrage par rapport à l'atteinte des objectifs ENR

Etant donné les objectifs ambitieux de déploiement des énergies renouvelables, un chiffrage avec un parc EnR résultant d'un développement plus modéré même s'il reste ambitieux à horizon 2033 (210 MW de solaire, 140 MW d'éolien et 50 MW de géothermie) a été réalisé pour estimer les coûts en cas d'atteinte partielle de ces objectifs. Hormis les hypothèses de développement des EnR, les hypothèses sont les mêmes que pour le scénario PPE. Celles-ci sont détaillées en annexe 1 du présent rapport.

Les charges calculées dans le cadre d'un scénario avec un développement des EnR modéré sont présentées, par filière, dans la figure 3 ci-dessous, entre 2024 et 2063.

Dans le cas où les objectifs ENR ne sont que partiellement atteints, les charges de SPE prévisionnelles s'élèvent à **5,3 Mds€** sur la période 2024-2037 dont **1,3 Mds€** associés aux charges variables des moyens pilotables. Cette hausse de **0,4 Mds€** par rapport au chiffrage des objectifs PPE s'explique par le recours aux filières biomasse importée, notamment à la biomasse liquide, pour pallier le manque de production issue de la géothermie, du photovoltaïque et de l'éolien. Par rapport au scénario PPE, le coût de la conversion au bioliquide, qui correspond à l'écart entre les coûts fixes et variables d'un fonctionnement au bioliquide par rapport aux coûts fixes et variables d'un fonctionnement au diesel, augmente de 450 M€ (992 M€ au lieu de 545 M€).

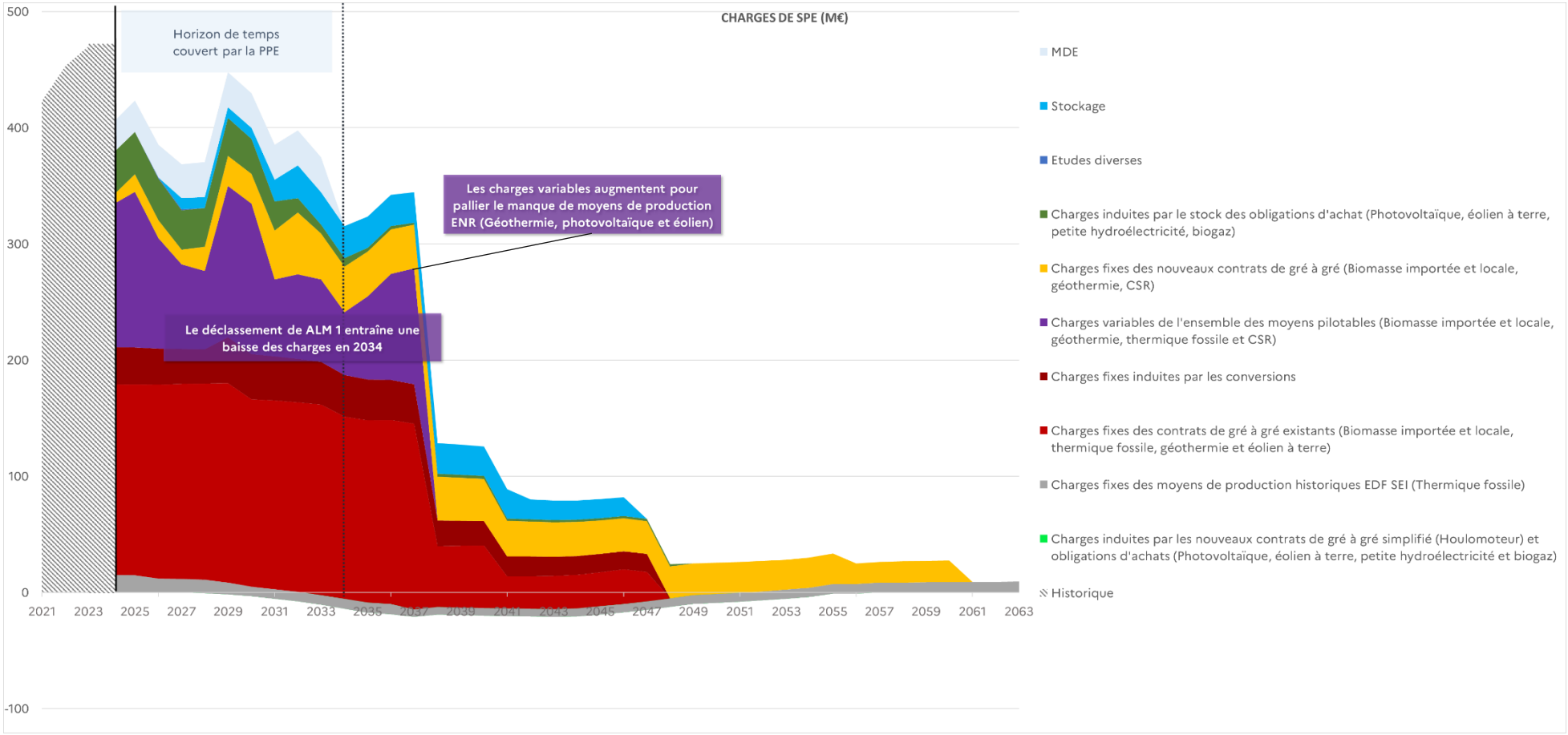



*Figure 3 – Charges de service public induites en cas d'une atteinte partielle des objectifs ENR de la PPE*

### 2.3.2. Sensibilité du chiffrage par rapport au décalage des conversions des moyens thermiques à la biomasse

Le décalage de la conversion d'EDF PEI ne menacerait pas la sécurité d'approvisionnement du territoire et permettrait d'économiser de l'ordre de 63 M€ par an en se référant à la production EDF PEI Pointe Jarry en 2029 (conformément au scenario de PPE) et au coût actuel du bioliquide.