RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE



RAPPORT

Avril 2024

Analyse du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Corse 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. Au sein de son Schéma Régional Climat, Air, Energie (SRCAE) adopté en 2013, la Collectivité de Corse s'est fixée pour objectif d'atteindre l'autonomie énergétique à l'horizon 2050. En application de l'article L.141-5 du code de l'énergie, la Corse, comme les autres ZNI, fait l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PEE) spécifique, adaptée aux besoins du territoire. Cette PPE est élaborée conjointement par le président du Conseil exécutif de Corse et par le Préfet, représentant de l'Etat dans la région.

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.

Le décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Corse a fixé les objectifs énergétiques du territoire pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023. La PPE a été modifiée par révision simplifiée en 2019 pour acter l'abandon du projet de centrale combinée gaz puis en 2023 pour acter le fonctionnement de la future centrale du Ricanto au bioliquide. 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 5 ans portant sur la période 2024-2028.

En janvier 2020, la CRE avait réalisé une analyse d'un premier projet de PPE 2019-2028 à la demande de la directrice de l'énergie.

Par un courrier du 4 septembre 2023, la directrice générale de l'énergie et du climat a demandé à la CRE de réaliser une étude d'impact économique du projet de révision de la PPE corse adopté par l'assemblée de Corse le 30 mars 2023, en particulier sur les charges de service public de l'énergie (SPE). 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 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 présent rapport a pour objet d'analyser le 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 l'horizon temporel de la PPE

La CRE constate que le projet de PPE se projette seulement à l'horizon 2028. La PPE étant un outil de programmation à horizon 10 ans, la CRE recommande de **débuter sans attendre les travaux sur une PPE à horizon 2033 et d'engager rapidement les réflexions sur une PPE couvrant la période 2028-2038, afin que celle-ci puisse être adoptée d'ici 2028**.

Concernant les objectifs de sécurisation d'approvisionnement et la conversion des moyens pilotables

La CRE constate que le projet de centrale du Ricanto est correctement dimensionné avec 130 MW, permettant de remplacer la centrale actuelle du Vazzio, et d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios médians de consommation. Si l'évolution effective de la consommation devait s'écarter de ces scénarios, la CRE estime que l'ajout de moyens de stockage permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement en cas de hausse maîtrisée de la consommation.

La CRE constate que les échéances fixées dans la PPE, mise en service d'ici 2026 de la centrale du Ricanto et d'ici 2027 de SACOI3, ne pourront pas être respectées compte tenu des calendriers prévisionnels desdits projets, pour lesquels il est prévu respectivement une mise en service prévisionnelle au premier trimestre 2028 et en 2029.

La conversion de la centrale de Lucciana au bioliquide, et la mise en service de celle du Ricanto fonctionnant elle aussi au bioliquide, constitue une étape nécessaire dans la décarbonation du mix électrique, en parallèle du développement des énergies renouvelables fatales, mais entraine un coût important, de l'ordre de 157 M€$_{2029}$ en 2029. Dans ce cadre, le calendrier de conversion de Lucciana devra être affiné au regard du calendrier de mise en service de la centrale du Ricanto pour éviter une situation où la centrale vieillissante du Vazzio pourrait être sur-sollicitée, notamment si elle était appelée avant Lucciana convertie.

Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales

La CRE accueille favorablement le renforcement des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) fatales qui permettent de fonder la transition énergétique principalement sur des filières matures.

Le coût des filières photovoltaïque et éolienne étant bien inférieur au coût variable des centrales au bioliquide, la CRE recommande de poursuivre le développement de ces filières à l'avenir.

Dans une optique de poursuite de la transition énergétique au-delà de l'horizon de cette PPE et de réduction des importations de bioliquide et des charges de SPE associées, la CRE invite le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) à étudier l'ensemble des solutions possibles permettant d'améliorer l'intégration des EnR.

Concernant la maîtrise de la demande en énergie (MDE)

La CRE estime que la MDE doit constituer un maillon essentiel de la politique énergétique du territoire afin de contenir une éventuelle hausse de la consommation.

Concernant les objectifs de développement de la filière hydrogène

La CRE considère que les solutions reposant sur l'hydrogène ne doivent pas être mises en place lorsqu'il existe des solutions d'électrification plus efficientes.

S'agissant de l'électrification des ports dans le but d'alimenter les bateaux à quai, il est nécessaire, avant d'engager la réalisation de projets, de comparer d'un point de vue technico-économique les différentes solutions possibles dans chacun des cas ainsi que les solutions de financement associées. Le recours à des solutions hydrogène doit être limité à des cas très spécifiques qui justifient le recours à cette technologie onéreuse.

Concernant le déploiement des infrastructures de recharges des véhicules électriques

L'installation de bornes ultra-rapides pouvant avoir des impacts importants sur le réseau, il est intéressant d'étudier les possibilités d'atténuation de ces effets lors de l'installation de telles bornes. Il est par ailleurs important de miser également sur un maillage territorial en bornes de recharge répondant aux besoins des utilisateurs afin de dissiper leurs craintes et encourager le recours à la mobilité électrique.

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

Concernant la planification du développement du réseau

Afin d'anticiper les contraintes sur le réseau occasionnées par la poursuite du développement des EnR, la CRE estime nécessaire que soit intégré au projet de PPE le plan de développement de réseau prévu à l'article L. 322-11 du code de l'énergie.

Synthèse des objectifs de développement fixés par la PPE

Filière	Centrale	Parc de production réel		Ancienne PPE 2023 en vigueur	Projet de PPE	
		2018	2023		2023 révisée	2028
Thermique (Diesel)	PEI Lucciana	112	112	112 *(gaz)*	112	0
Thermique (Diesel)	SEI Vazzio	128	128	0	0	0
Thermique (TAC, fioul)	TAC Vazzio, TACs Lucciana	125	125	40	125	40
Total Thermique Fossile (MW)		**365**	**365**	**152**	**237**	**40**
Liaison	SARCO	100	100	100	100	100
Liaison	SACOI	50	50	100	50	100
Total Liaisons (MW)		**150**	**150**	**200**	**150**	**200**
Biomasse liquide	PEI Lucciana converti PEI Ricanto	0	0	250 *(ou gaz)*	130	242
Biogaz	Tous	2	2	9	3,3	6,8
Bois énergie (électricité)	Tous	0	0		6,25	7
Total Bioénergies (MW)		**2**	**2**	**259**	**140**	**256**
PV	Tous	154	213	209	304	424
Eolien	Terrestre	18	6	44	50	68 à 93[1]
Total ENR non synchrones (MW)		**172**	**219**	**253**	**354**	**492 à 517**
Hydraulique	Grande hydraulique	194	194	194	194	194
Hydraulique	Petite hydraulique	28	25	38	41	56
Total hydraulique (MW)		**222**	**219**	**232**	**235**	**250**
Stockage	STEP Sampolo *sans apport de puissance supplémentaire*	0	0	17	17	20
Stockage	autres	5	5	n/a	25	35
Stockage (MW)		**5**	**5**	**>17**	**42**	**55**
Parc Total (MW)		**916**	**960**	**1 113**	**1 158**	**1 293 à 1 318**

Paris, le 4 avril 2024.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

[L] Ce sont principalement les projets Tenesa (12 MW, *repowering* de Rogliano Ersa) et Meria (21 MW, nouveau) qui sont connus à ce jour. Le projet Corseol (6 MW) est pour l'instant en prolongation de son contrat d'obligation d'achat, avant son futur *repowering*.

Sommaire

1. Analyse et observations de la CRE 7
1.1. Objectifs de sécurisation de l'approvisionnement et conversion des moyens pilotables 7
1.2. Objectifs de développement des énergies renouvelables 9
1.3. Maîtrise de la demande en énergie 10
1.4. Objectifs relatifs au développement de la filière hydrogène 10
1.5. Véhicule électrique 11
1.6. Etudes compensées par les charges de SPE 11
1.7. Plan de développement du réseau 12
1.8. Conversion des usages de GPL 12
2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE 12
2.1. Résultats du chiffrage 13
2.2. Résultats détaillés du chiffrage par nature de charge 15

1. Analyse et observations de la CRE

La CRE constate que le projet de PPE se projette seulement à l'horizon 2028, soit dans quatre ans. Dans la mesure où ce document de programmation énergétique doit fixer les objectifs à horizon 10 ans, la CRE recommande de **débuter sans attendre les travaux sur une PPE fixant des objectifs à l'horizon 2033 et d'engager rapidement les réflexions sur la période 2028-2038, dans le but de disposer en 2028 d'un document fixant des objectifs à horizon 10 ans**.

En 2022, la consommation totale d'électricité en Corse a atteint 2 353 GWh, soit une consommation par habitant de 6,7 MWh, niveau proche de la consommation annuelle moyenne par habitant en France hexagonale, de l'ordre de 6,9 MWh. Le niveau de consommation totale devrait croître dans les années à venir compte tenu de l'évolution démographique et économique, et des nouveaux usages (véhicule électrique, conversion des usagers des concessions GPL notamment) et pourrait atteindre, en 2028, 2 530 GWh dans le scénario Azur du bilan prévisionnel d'EDF SEI, soit 6,9 MWh/habitant.

En 2021 (resp. 2022, année marquée par des coûts élevés d'importation d'électricité par les liaisons SACOI et SARCO), les charges de SPE du territoire se sont établies à 371 M€, soit 1 060 €/hab (resp. 542 M€, soit 1 550 €/hab), à comparer aux charges de SPE moyennes par habitant pour l'ensemble des ZNI, qui s'élèvent à environ 830 €/hab en 2021 (resp. 950 €/hab en 2022). Le projet de PPE prévoit des évolutions structurantes du système électrique de l'île, notamment le renouvellement de moyens de production et d'importation et la conversion au bioliquide des deux centrales thermiques. Les projections réalisées dans le cadre du chiffrage du projet de PPE (présenté en partie 2 du présent rapport) permettent d'estimer des charges annuelles à horizon 2029 de l'ordre de 629 M€, soit 1 750 €/hab.

1.1. Objectifs de sécurisation de l'approvisionnement et conversion des moyens pilotables

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

- la mise en service d'une puissance de 132 MW à Ajaccio, composée d'une centrale moteurs de 112 MW et d'une turbine à combustion (TAC) de 20 MW au plus tard en 2026 en remplacement de la centrale vieillissante du Vazzio, et fonctionnant au bioliquide – le projet de centrale du Ricanto a été développé pour répondre à cet objectif ;
- la conversion au bioliquide de la centrale de Lucciana en 2026 ;
- le renouvellement de la liaison SACOI en 2027 ;
- le développement de moyens de stockage pour 30 MW en complément de la STEP Sampolo.

S'agissant du fonctionnement au bioliquide des centrales de Lucciana et du Ricanto, la CRE constate que cet objectif entraine une hausse importante des charges de SPE. Le fonctionnement au bioliquide augmente les coûts variables des centrales thermiques [SDA] par rapport à un fonctionnement au fuel (incluant le paiement des quotas de CO2), soit une hausse des charges de SPE associées d'environ 157 M€$_{2029}$ en 2029.

S'agissant du dimensionnement des nouvelles installations de production et des différents scénarios de demande :

Au regard des scénarios médians de consommation, la CRE constate que la centrale du Ricanto est correctement dimensionnée avec 130 MW permettant de remplacer la centrale actuelle du Vazzio. Il convient de noter qu'EDF PEI a finalement souhaité s'orienter vers l'ajout d'un huitième moteur au lieu de la construction d'une TAC, estimant que le coût d'un moteur marginal était inférieur au coût d'une TAC. Le projet de PPE pourrait ainsi être adapté pour prendre en compte cette modification de composition de la nouvelle centrale.

La CRE a délibéré sur le projet de renouvellement de SACOI 3 fin 2023, le calendrier prévisionnel du projet prévoit une mise en service en 2029. D'ici là, les TACs et SACOI 2 devront être prolongées pour assurer l'équilibre offre demande. En cas de décalage du planning de réalisation du projet, ces moyens devraient également être maintenus en exploitation.

S'agissant des incertitudes sur le niveau de consommation, la CRE considère que le choix d'un scénario médian est satisfaisant. En fonction de l'évolution effective de la consommation, l'ajout de moyens de stockage, permettant à la fois d'améliorer l'intégration des EnR et de proposer une puissance disponible pour passer les pointes de consommation, permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement en cas de hausse maîtrisée de la consommation. En cas de moindre augmentation de la consommation, il pourrait être envisagé de déclasser la dernière TAC présente après la mise en service de SACOI 3.

La consommation d'électricité devrait notamment augmenter progressivement jusqu'en 2038 dans le cadre de la conversion des usagers des concessions GPL, qui pourrait représenter une hausse de l'ordre de 80 GWh (sur une consommation totale de l'ordre de 3 TWh). Un tel volume est absorbable par le système électrique prévu par la PPE. Cette évolution à la hausse devra être maîtrisée grâce des efforts de rénovation qui seront effectués et au choix des équipements de remplacement.

S'agissant de la chronologie des événements, la CRE constate que les échéances fixées dans la PPE ne pourront pas être respectées compte tenu des calendriers prévisionnels des projets SACOI3 et Ricanto :

- le calendrier prévisionnel de la centrale du Ricanto mène à une mise en service progressive à partir du 3ème trimestre 2027 et complète au 1er trimestre 2028 ;
- le calendrier prévisionnel de SACOI 3 mène à une mise en service de l'ouvrage en 2029.

Comme précisé dans la PPE, les déclassements des TACs et du Vazzio seront conditionnés à la mise en service effective de ces ouvrages.

Enfin, pour pallier d'éventuels décalages de planning de réalisation des projets et des défaillances sur les ouvrages vieillissants, le GRD pourrait décider de recourir à l'installation de groupes électrogènes de manière temporaire. Les coûts relatifs à l'installation et l'exploitation de ces éventuels groupes électrogènes ne sont pas pris en compte dans le chiffrage présenté en partie 2.

S'agissant de la conversion de la centrale de Lucciana au bioliquide, la CRE constate qu'une conversion antérieure au déclassement de la centrale du Vazzio, qui interviendra à la mise en service de la centrale du Ricanto, pourrait entrainer une sur-sollicitation de la centrale vieillissante du Vazzio. En effet, une fois la centrale de Lucciana convertie, l'écart de coût variable entre les deux centrales s'accentuera. Une sur-sollicitation pourrait fragiliser davantage cette centrale et ainsi mettre en péril l'équilibre offre-demande du territoire. **La CRE recommande d'affiner le calendrier de conversion de la centrale de Lucciana au regard du calendrier de mise en service du Ricanto pour limiter les risques d'équilibre offre demande, tout en s'assurant de la cohérence du plan global de conversion de l'ensemble des centrales d'EDF PEI et de la logistique associée.**

S'agissant des objectifs de développement du stockage, la PPE évalue les besoins à environ 30 MW en 2028 en plus de la réalisation de la STEP de Sampolo en précisant que « *ces besoins seront toutefois ajustés par la CRE en fonction du développement des énergies renouvelables intermittentes et feront l'objet d'un guichet, le cas échéant.* » Le CRE confirme effectivement sa volonté de programmer régulièrement des guichets dans le but de sélectionner des projets compétitifs qui accompagneront le développement des énergies renouvelables. Les volumes sélectionnés dépendront de la dynamique de développement des EnR.

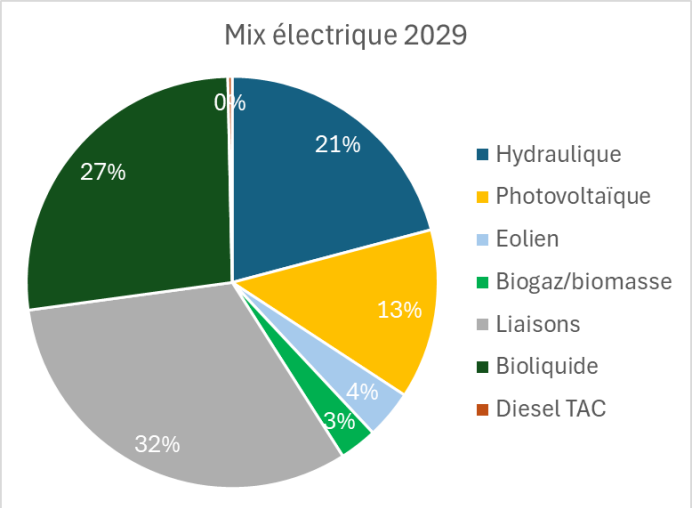
Les technologies qui font l'objet d'un objectif de développement dans la PPE pourront bénéficier d'un examen prioritaire par la CRE. Dans ce cadre, les projets de STEP bénéficieront de cet examen prioritaire sous réserve que l'objectif spécifique de 20 MW inscrit soit repris dans le décret de la PPE.

1.2. Objectifs de développement des énergies renouvelables

La PPE prévoit un développement important des filières photovoltaïque et éolienne avec une puissance totale installée de respectivement 424 MW et 68 à 93 MW à horizon 2028, à partir d'une puissance installée en 2023 de 212 MW et 6 MW respectivement[2]. La PPE prévoit également une hausse de la puissance installée pour la filière petite hydraulique avec une puissance de 56 MW à horizon 2028 contre 25 MW en service en 2023. Enfin, la PPE prévoit un objectif total de l'ordre de 14 MW pour les filières biogaz et biomasse solide.

La CRE accueille favorablement ces objectifs de développement qui permettent de fonder la transition énergétique principalement sur des filières matures dont le développement est déjà en marche sur le territoire. **Le coût des filières photovoltaïque et éolienne est bien inférieur au coût variable des centrales au bioliquide, y compris lorsqu'on prend en compte le coût du stockage. La CRE recommande ainsi de poursuivre le développement de ces filières à l'avenir**.

Le mix électrique résultant de ces objectifs de développement pour l'année 2029 est présenté ci-dessous. La part « locale » de la production est de l'ordre de 40 % si l'on exclut les bioliquides importés et les importations d'électricité via les liaisons SACOI et SARCO.



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. Ces hypothèses relativement conservatrices limitent l'intégration des énergies fatales (photovoltaïque principalement). La production des dernières installations photovoltaïques déployées peut ainsi être écrêtée de moitié environ. Le coût de l'énergie effectivement injectée par ces installations nouvelles est donc doublé en raison de la compensation financière de ces écrêtements. Ce niveau reste, toutefois, pour les plus grosses installations, en deçà du coût de production au bioliquide.

Dans des scénarios où les contraintes seraient allégées, la part « locale » de la production pourrait s'élever à 45 %. Ainsi, dans une optique de poursuite de la transition énergétique au-delà de l'horizon de cette PPE et de réduction des importations de bioliquide 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* par exemple).

L'augmentation du seuil à partir duquel il est possible d'écrêter des énergies fatales aléatoires prévue dans la PPE, de 35 % en 2023 dans la PPE actuelle à 45 % en 2023 puis 55 % en 2028, confirme cette volonté d'améliorer l'intégration des EnR.

[2] Le parc éolien terrestre de 6 MW de capacité installée correspond à l'installation de Corseol, qui est en prolongation d'obligation d'achat avant son futur repowering ; la centrale de Tenesa (12 MW) est quant à elle déjà en cours de repowering.

1.3. Maîtrise de la demande en énergie

La PPE prévoit un objectif de réduction de la consommation électrique de 600 GWh par le développement de la maîtrise de la demande en énergie, en misant principalement sur les rénovations globales dans les secteurs tertiaire et résidentiel.

La MDE doit effectivement constituer un maillon essentiel de la politique énergétique du territoire afin de contenir l'évolution 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 l'installation de chauffages performants, l'isolation des bâtiments et, dans une moindre mesure, la production d'eau chaude sanitaire et l'éclairage. Chaque année, les actions financées permettent de réduire la consommation de l'ordre de 20 à 25 GWh, soit environ 1 % de la consommation du territoire (2 353 GWh en 2022). Le total des primes versées reste toutefois bien inférieur à la prévision annuelle en raison du retard pris dans le déploiement des actions de rénovation globale.

Le rythme actuel de déploiement des actions de MDE est donc insuffisant pour atteindre l'objectif fixé dans la PPE. Dans le cadre du dernier bilan annuel, la CRE a ainsi encouragé le comité MDE à poursuivre ses efforts pour intensifier le déploiement des actions auprès des professionnels et sur la rénovation globale performante.

1.4. Objectifs relatifs au développement de la filière hydrogène

La PPE prévoit le développement de la filière hydrogène avec un objectif de production d'hydrogène à partir d'énergie renouvelable de 300 kg/jour d'ici 2023 et 4 à 8 t/jour d'ici 2028 associé au développement de capacités de production photovoltaïque dédiées de l'ordre de 60 à 120 MW, permettant de couvrir les besoins pour la mobilité lourde (bus, train) ou maritime (navettes maritimes ou côtières). La PPE liste également d'autres usages potentiels (soutien au réseau avec stockage d'électricité via une chaine hydrogène, utilisation de la chaleur fatale de la chaine hydrogène, mobilité de taille intermédiaire type utilitaire).

La CRE considère que les solutions reposant sur l'hydrogène ne doivent pas être mises en place lorsqu'il existe des solutions d'électrification plus efficientes que l'hydrogène et qu'il est pertinent de concentrer les efforts de développement de l'hydrogène sur les usages ne pouvant être électrifiés, par exemple via un raccordement ou des batteries. L'usage de l'hydrogène pour le soutien au réseau, comme le stockage et la restitution ultérieure de l'électricité au réseau, ne constitue ainsi pas un usage prioritaire, sauf cas très particulier qui nécessiterait par exemple des volumes de stockage très importants.

S'agissant plus spécifiquement de l'électrification des ports dans le but d'alimenter les bateaux à quai, la PPE prévoit « *dans un premier temps de programmer le raccordement des navires à quai sur le réseau électrique*. » Elle liste également « *des pistes complémentaires de conversion énergétiques [qui] ont été testées ou doivent être explorées* » parmi lesquelles l'installation de groupes électrogènes mobiles, des solutions thermodynamiques visant à utiliser l'eau de mer pour climatiser les navires, le déploiement d'une pile à combustible à quai alimentée en hydrogène issue d'une production à partir de champs photovoltaïques et la combinaison de ces différentes solutions.

Dans ce cadre, elle fixe deux objectifs principaux : (i) « *la priorité [au] raccordement électrique des navires à quais des 2 principaux ports, Ajaccio et Bastia, avant 2023* » et (ii) « *concomitamment, un projet pilote de chaîne hydrogène associée est envisagé* ».

La CRE partage la nécessité d'électrifier rapidement ces usages compte tenu des pollutions importantes résultant d'une production électrique à partir des moteurs thermiques des bateaux, conformément aux dispositions du règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (AFIR) qui prévoit l'obligation de mettre à disposition un raccordement électrique d'ici 2030 pour les bateaux dans les ports maritimes accueillant un nombre minimal de grands bateaux à passagers, ou de porte-conteneurs.

Il est nécessaire, avant d'engager la réalisation de projets, de comparer d'un point de vue technico-économique les différentes solutions possibles dans chacun des cas ainsi que les solutions de financement associées. Les solutions techniques envisageables sont notamment le raccordement direct au réseau qui constitue la solution de référence, le raccordement direct couplé à des solutions de lissage des appels de puissance (par une installation de stockage par exemple) et éventuellement d'autres solutions d'électrification indirecte. **Le recours à des solutions hydrogène doit être limité à des cas très spécifiques qui justifient le recours à cette technologie onéreuse**, par exemple des ports isolés dont les coûts d'augmentation de puissance de raccordement au réseau seraient élevés, ce qui permettrait de rendre compétitive une solution d'électrification indirecte.

La CRE recommande aux gestionnaires des différents ports du territoire et aux parties prenantes concernées d'étudier les différentes solutions possibles et d'impliquer le GRD pour déterminer les solutions de raccordement au réseau et les coûts associés.

1.5. Véhicule électrique

La PPE prévoit le développement du véhicule électrique (42 000 véhicules d'ici 2028 contre 6 000 à 8 000 aujourd'hui) associé à l'installation de bornes de recharge de différentes puissances selon la répartition suivante :

Type de borne	Puissance	Nombre
Point de recharge	3 kW	10 180
	7 kW	18 795
	22 kW	5 036
Point de recharge rapide et ultrarapide	Supérieur à 22 kW	258

La PPE définit également des axes pour accompagner ce développement : le pilotage, l'adjonction de dispositif de stockage, la localisation des bornes à proximité des axes routiers, un signal réseau dédié, le soutien à l'acquisition des véhicules et le potentiel du *vehicle-to-grid*.

La CRE est très attentive à ce que le déploiement du véhicule électrique en Corse permette une réelle transition énergétique des usages routiers tout en minimisant son impact sur le réseau. A ce titre, la CRE constate que l'installation de bornes ultra-rapides peut avoir des impacts importants sur le réseau et qu'il est intéressant d'étudier les possibilités d'atténuation de ces effets lors de l'installation de telles bornes, telle que le lissage de l'appel de puissance sur le réseau. **Il est par ailleurs important de miser également sur un maillage territorial en bornes de recharge répondant aux besoins des utilisateurs afin de dissiper leurs craintes et encourager le recours à la mobilité électrique**.

Le pilotage des bornes de recharge doit constituer un axe essentiel de la stratégie pour que la recharge intervienne au pic de production des EnR et non à la pointe de consommation, lorsque le mix est très carboné.

1.6. 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 l'objet d'une compensation.

- Grande hydraulique : 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 le cahier des charges d'une validation par le ministre chargé de l'énergie. Les coûts échoués constatés a posteriori ne pourraient donc pas être compensés.
- Eolien en mer, biogaz : les études de potentiel ne visant pas un projet de production en particulier ne sont pas éligibles au e.

- STEP Sampolo : la CRE constate que la compensation de coûts d'études pour des installations de stockage n'est pas possible dans la rédaction actuelle du e car cet alinéa ne vise que les installations de production ou d'approvisionnement entrainant des surcoûts au titre du a et du c du même article.

1.7. 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 énergies renouvelables fatales et l'intégration des véhicules électriques. La CRE demande à EDF SEI de préparer d'ores-et-déjà l'élaboration de ce plan, dont la fréquence de publication pourra être ajustée à la lumière de l'évolution des enjeux réseau du territoire.

1.8. Conversion des usages de GPL

Conformément à l'article L. 111-111 du code de l'énergie, un volet spécifique à la conversion des usages du GPL à l'électricité ou aux énergies renouvelables dans la PPE Corse doit fixer une date de fin d'exploitation des réseaux de GPL au plus tard le 31 décembre 2038. Dans ce cadre le projet de PPE prévoit que la date de limite d'exploitation des réseaux de GPL est le 31 décembre 2038. Afin de permettre la réalisation la conversion des usages avant cette date, la CRE rappelle la nécessité de conclure les contrats de concessions de GPL, sur lesquelles elle doit rendre un avis, au plus vite.

Comme indiqué précédemment, dans le cadre de la conversion la consommation d'électricité devrait notamment augmenter progressivement jusqu'en 2038 pour une hausse de l'ordre de 80 GWh. La CRE estime cette évolution à la hausse peut néanmoins être maîtrisée grâce aux actions de MDE qui doivent être effectuées parallèlement au changement d'équipements lors de la conversion.

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, 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 : mise en service de la centrale du Ricanto fonctionnant au bioliquide, renouvellement de SACOI, conversion de la centrale de Lucciana au bioliquide, développement des énergies renouvelables (PV, éolien, petite hydraulique principalement). Le chiffrage comprend les charges fixes induites par les différents projets sur leur durée de vie ainsi que les charges variables jusqu'en 2038 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 2 353 GWh en 2022 à 2 530 GWh en 2028).

Le parc de production constaté 2023 est utilisé comme référence et évolue ensuite entre 2024 et 2028 pour atteindre un parc de production à fin 2028 cohérent avec les objectifs du projet de PPE à horizon 2028. 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 2022, les charges de service public de l'énergie s'élevaient à 542 M€ (y compris soutien à la MDE), ce qui représente environ 1550 €/habitant/an. Cette année avait toutefois était marquée par des prix de marché élevés, augmentant le coût des imports par SACOI et SARCO, et des prix de combustible également élevés. En 2021, année plus représentative de l'historique, les charges de SPE s'élevaient à 371 M€, ce qui représente environ 1060 €/habitant/an. Les charges prévisionnelles pour l'année 2023 sont également proches de ce niveau historique.

Les charges calculées dans le cadre du présent chiffrage sont présentées, par filière, dans le graphique ci-dessous, entre 2024 et 2038. En 2024, une baisse des charges est constatée par rapport au niveau historique en raison d'une hypothèse de prix de l'électricité sur le marché italien plus faible qu'en 2023 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).

A partir de 2025, les charges croient progressivement avec les investissements relatifs au renouvellement de la liaison SACOI, la conversion de la centrale de Lucciana au bioliquide en 2026, et la mise en service de la centrale du Ricanto en 2028, pour atteindre 730 M€. Les charges sont diminuées en 2029 avec la mise en service de SACOI 3 permettant de réduire la sollicitation des centrales fonctionnant au bioliquide.

Au-delà de 2029, le parc est considéré inchangé. L'hypothèse de croissance de la consommation au-delà de 2028 (conformément au scénario Azur du GRD) explique la hausse progressive des charges jusqu'en 2038. Cette hausse des coûts, portée principalement par la filière bioliquide, est partiellement compensée par le remplacement des installations PV mises en service entre 2006 et 2013 par de nouvelles installations dont les coûts d'achat sont bien inférieurs.

A horizon 2029, les charges de SPE sont estimées à environ 629 M€, soit 1 750 €/habitant/an. En 2038, elles devraient s'élever à environ 686 M€, soit 1 800 €/habitant/an.

Sur la période 2024-2038, les charges de SPE prévisionnelles engendrées par la mise en œuvre du projet de PPE s'élèveront à 8,7 Mds€, soit en moyenne 580 M€/an, dont 2,3 Mds€ associés aux charges variables des moyens pilotables.

Le coût brut du CO2 évité par les conversions bioliquide et le développement des ENR est estimé à 225 €/t pour l'année 2029. Sachant qu'une hypothèse de 80 €/tCO2 est considérée dans le scénario de référence au fuel, le coût net de la tonne de CO2 évitée s'élève donc à 145 €/t. Le coût du scénario de la PPE en 2028 serait équivalent à celui d'un parc non converti (donc fonctionnant au fuel) et sans développement ENR si le coût du CO2 était d'environ 225 €/t sur le marché ETS.

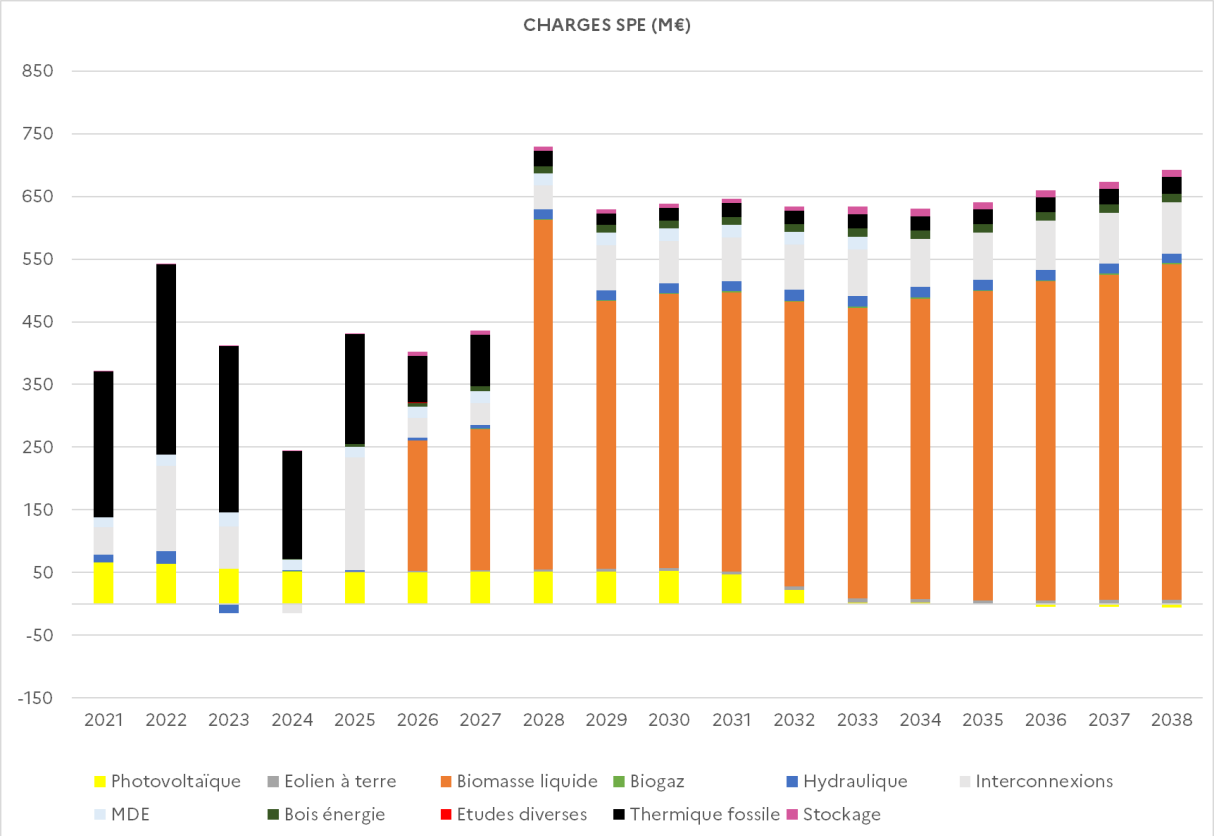


Figure 1 – Chronique de charges de service public induites par le projet de PPE

Analyse par filière

Compte tenu des conversions au bioliquide, la part des charges liées aux centrales thermiques fossiles, chiffrée à 171 M€ en 2024, devrait baisser pour atteindre 18 M€ en 2029.

Les charges liées à la filière biomasse liquide devraient représenter en moyenne 483 M€/an entre 2028 et 2038, une fois la conversion de Lucciana au bioliquide et la mise en service de Ricanto réalisées. Leur fonctionnement au bioliquide entraine une hausse importante des charges de SPE, de l'ordre de 157 M€ en 2029 par rapport à un fonctionnement au fuel.

Concernant les charges induites par les liaisons SACOI et SARCO, celles-ci sont d'abord négatives en 2024, le prix d'achat de l'électricité en Italie étant inférieur à l'hypothèse de 124 €/MWh sur la part production de tarifs de vente (PPTV). Ces charges atteindront ensuite un premier pic de 180 M€ en 2025 en raison principalement des versements pour Terna et EDF SEI pour le renouvellement de SACOI. Elles redescendront à 32 M€ en 2026 pour augmenter progressivement jusqu'à 82 M€ en 2038.

Concernant la filière photovoltaïque, les charges devraient rester stables entre 2024 et 2030 – de l'ordre de 52 M€/an, principalement en raison du stock existant de contrats d'OA (213 MW). Les premières sorties significatives de contrat du stock existant interviennent au-delà de l'horizon de la PPE. Dès 2024, les nouveaux contrats photovoltaïques engendreront des charges négatives ou quasi nulles, l'hypothèse de coût d'achat moyen étant de l'ordre de 118 €/MWh et donc inférieur à l'hypothèse prise sur la PPTV. Entre 2031 et 2033, les charges diminueront de 47 M€ à 2 M€, 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 deviendront négatives à partir de 2035, pour une moyenne de – 4 M€ sur la période 2035-2038.

Enfin, les charges liées aux autres ENR (éolien, biogaz et bois énergie) augmenteront progressivement jusqu'à atteindre 22 M€ en 2038.

2.2. Résultats détaillés du chiffrage par nature de charge

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

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

- Les coûts fixes relatifs aux liaisons SARCO et SACOI (avant le renouvellement de SACOI en 2029).
- Les parts fixes des contrats de gré à gré des installations existantes. Les installations concernées sont la centrale de Lucciana et une installation éolienne terrestre sous contrat de gré à gré post-contrat d'OA. Celles-ci sont regroupées avec les coûts fixes relatifs aux liaisons SARCO et SACOI sur la Figure 1 sous la dénomination « Charges fixes de contrats de gré à gré existants ». Les charges fixes de conversion de la centrale diesel Lucciana de PEI à la biomasse liquide supposée intervenir en 2026 sont présentées dans le bloc intitulé « Charges induites par la conversion de Lucianna » 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 centrales concernées sont la centrale thermique du Vazzio, les TAC du Vazzio et de Lucciana ainsi que les aménagements hydrauliques du Golo, de Prunelli, de Sampolo et du Rizzanese.
- Les charges liées aux contrats d'obligation d'achat (PV, petite hydraulique et biogaz). Celles-ci sont présentées dans la Figure 2 sous la dénomination « Charges induites par le stock des obligations d'achat ».

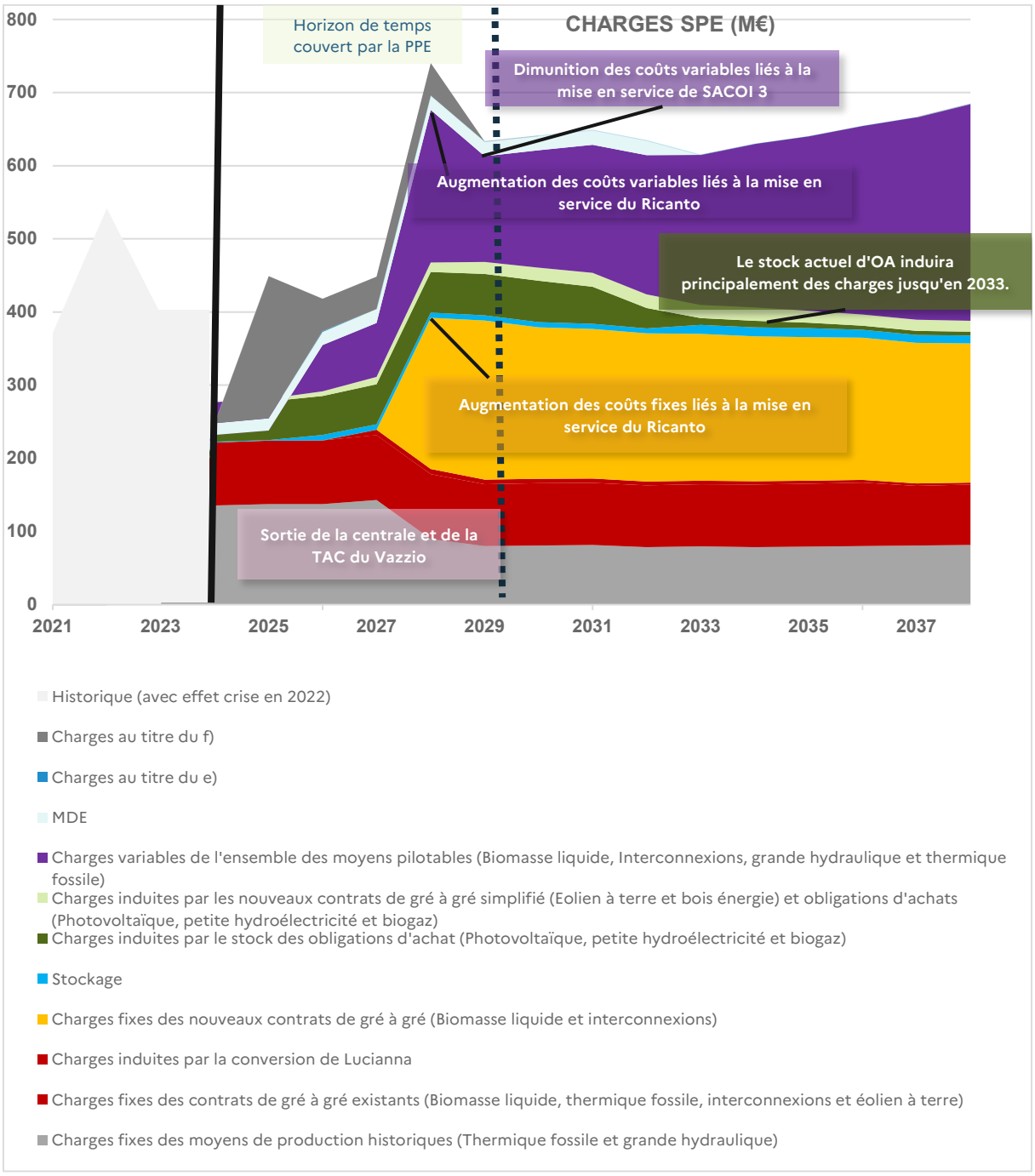
Ce bloc représente au total **4 Mds€** de charges à payer jusqu'à 2058, dont **3,3 Mds€** jusqu'en 2038. Le chiffrage n'est pas réalisé au-delà pour rester en cohérence avec le chiffrage du deuxième bloc ci-dessous.

(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 en particulier le renouvellement de la liaison SACOI 3 ainsi que la construction de la centrale thermique du Ricanto. 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 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 **6,2 Mds€** de charges à payer jusqu'à la fin de l'ensemble des contrats, en 2058, dont **3,1 Mds€** jusqu'en 2038.

(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 au bioliquide, les liaisons dont les coûts variables dépendent des prix de gros européens, et enfin les centrales hydrauliques à stock dont les coûts variables sont nuls (les charges variables apparaissent ainsi négatives compte tenu de la déduction des recettes de production associées). Dans la mesure où la détermination du volume de production nécessite de connaitre la composition de l'ensemble du parc, ce chiffrage a été effectué jusqu'à 2038, année de déclassement de Lucciana. Ce bloc, intitulé « Charges variables de l'ensemble des moyens pilotables » sur la Figure 2, représente **2,3 Mds€** jusqu'en 2038.



Sur la base de ces éléments, les charges de service public liées au projet de PPE qui seront à payer sur la période 2024-2058 s'élèvent à :

- **8,7 Mds€** sur la période 2024-2038, dont **2,3 Mds€** de charges variables (soit 27 % des charges).
- **3,8 Mds€** sur la période 2039-2058, auxquels devront s'ajouter les charges variables des moyens pilotables.