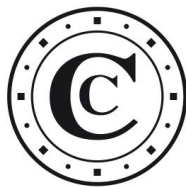


Cour des comptes



DEUXIEME CHAMBRE

TROISIEME SECTION

S2023-1177

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

LES SOUTIENS PUBLICS AUX ZONES NON INTERCONNECTÉES (ZNI)

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la Cour des comptes, le 28 AVRIL 2023.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	4
RECOMMANDATIONS	7
INTRODUCTION	8
1 UN DISPOSITIF DE SOUTIEN LIE AUX SPECIFICITES DES SYSTEMES ELECTRIQUES LOCAUX	10
1.1 Les spécificités des systèmes électriques locaux	10
1.1.1 Des coûts de production plus élevés que sur le continent	10
1.1.2 Une part de la production assurée par des EnR plus élevée que dans l’Hexagone, dans certains territoires	11
1.1.3 Un service public de bonne qualité	14
1.1.4 Des réseaux à l’équilibre fragile.....	16
1.1.4.1 Les évolutions de la puissance appelée à la pointe.....	16
1.1.4.2 Les anticipations de la mobilité électrique	17
1.1.4.3 Un encadrement réglementaire nécessaire en complément des aides financières	20
1.2 Une évolution par étape du cadre juridique et institutionnel.....	22
1.2.1 La mise en place progressive de la péréquation tarifaire	22
1.2.2 Un cadre juridique dérogatoire.....	23
1.2.2.1 Le cadre juridique national et européen	23
1.2.2.2 Le cas de la Corse.....	24
1.2.3 Les tarifs réglementés dans le cadre de la péréquation	26
1.2.3.1 La péréquation tarifaire pour les ménages.....	26
1.2.3.2 Les différents tarifs pour les professionnels	27
1.2.4 Des outils complexes associant État, collectivités et opérateurs.....	28
1.2.4.1 Les programmations pluriannuelles de l’énergie (PPE)	28
1.2.4.2 Les opérateurs historiques et les administrations de l’État.....	29
1.2.4.3 Le rôle de la CRE	30
1.2.4.4 Contrats d’obligation d’achat, appels d’offres et contrats de gré-à-gré.....	31
1.2.4.5 Des actions de maîtrise de la demande d’électricité (MDE) à développer	33
1.2.4.6 Des outils complémentaires.....	34
2 DES OBJECTIFS AMBITIEUX MAIS PAS NECESSAIREMENT COHERENTS	37
2.1 Une maîtrise des coûts de moins en moins assurée.....	37
2.1.1 Des dépenses en progression constante.....	37
2.1.2 Une part de recettes tarifaires de plus en plus réduite.....	38
2.1.3 Une connaissance insuffisante de la rentabilité des producteurs	39
2.2 Une absence de vision à moyen terme	40
2.2.1 Un objectif d’autonomie énergétique aux conséquences incertaines.....	40

2.2.2 Des PPE qui n'éclairent pas la trajectoire de transition énergétique.....	42
2.2.2.1 L'importance d'avoir un mix de production cible	42
2.2.2.2 La procédure de sélection des projets pour de futures centrales.....	43
2.2.2.3 Des scénarios ADEME peu exploitables pour la préparation des PPE	44
2.2.3 Le risque sur la rentabilité des investissements engagés.....	44
2.2.3.1 La conversion aux combustibles biocarburants	45
2.2.3.2 La conversion à la biomasse	46
2.2.3.3 Le cas de la Centrale électrique de l'ouest guyanais (CEOG).....	47
2.2.3.4 Des PPE sans boussole	47
2.2.4 Les PPE, des outils à repenser.....	48
2.2.4.1 Un processus lourd et trop formel	48
2.2.4.2 Un processus paralysé par des retards préoccupants	49
2.2.4.3 Un outil à simplifier	51
2.2.4.4 Des cas d'instrumentalisation politique locale	53
2.2.4.5 Une gouvernance peu efficace et déresponsabilisante.....	57
ANNEXES.....	59

SYNTHÈSE

Une désignation commune mais une forte hétérogénéité

En France, la loi désigne comme zones non-interconnectées (ci-après ZNI), les territoires qui ne sont pas reliés au réseau électrique métropolitain continental, c'est-à-dire à celui de l'Hexagone et qui bénéficient du dispositif de péréquation tarifaire nationale. Il s'agit de la Corse, de certaines îles du Ponant (îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey), de la Guyane, de la Guadeloupe, de la Martinique, de Saint-Pierre et Miquelon, de La Réunion, de Mayotte et de Wallis et Futuna. La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie Française, qui exercent une compétence propre en matière d'énergie, ne bénéficient pas de ce dispositif. Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont dans une situation atypique : elles détiennent la compétence énergie tout en disposant de la péréquation tarifaire.

Ces territoires, exceptée la Corse raccordée pour partie à la Sardaigne et au réseau continental italien, doivent assurer leur approvisionnement électrique à partir de leur seule production locale, beaucoup plus onéreuse que celle produite sur le territoire métropolitain continental et garantir par eux-mêmes la stabilité et l'équilibre de leur réseau. Y sont appliquées une réglementation particulière, dérogoire au droit commun européen, et des dispositions spécifiques figurant dans le code de l'énergie pour leur politique de transition énergétique. Il s'agit, en particulier, de l'élaboration de programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) propres à chaque territoire, îles du Ponant exceptées, et régulièrement révisées.

La partition entre zones interconnectées et zones non interconnectées repose donc sur un critère technique objectif. Les ZNI ne constituent pas pour autant un ensemble homogène bien qu'elles mettent en œuvre des politiques de transition énergétique poursuivant des objectifs identiques et relevant des mêmes procédures. Sans même évoquer les territoires les plus exigus (Saint-Pierre et Miquelon, Wallis et Futuna, les îles bretonnes), il existe des disparités de situation entre la Corse, déjà partiellement interconnectée et qui pourrait l'être davantage, Mayotte dont la croissance démographique entraîne celle de la consommation d'électricité, la Guyane dont les ressources naturelles et les grands espaces offrent des possibilités que les territoires insulaires n'ont pas, et les trois grandes îles, la Martinique, la Guadeloupe et la Réunion qui sont réputées homogènes mais qui ne le sont que partiellement s'agissant de leur démographie et de leur potentiel de production d'énergie primaire.

Une logique de service public confrontée à l'objectif d'autonomie énergétique

Le dispositif de soutien aux zones non interconnectées est hérité de la période antérieure à 2000 pendant laquelle le système électrique relevait d'un service public assuré en monopole par EDF et quelques entreprises locales de distribution (ELD). La situation des ZNI n'était alors pas différente de celle de n'importe quel département français. La totalité des coûts supportés par EDF était couverts par les tarifs publics sans distinction géographique.

Au-delà du dispositif de péréquation tarifaire nationale qui permet de maintenir la parité des prix avec l'Hexagone, la qualité du service public, mesurée par le taux de coupures, a été

et demeure comparable à celle du continent malgré des conditions climatiques plus difficiles dans les régions cycloniques ou des retards de développement économique dans certaines zones. La solidarité nationale assure donc aux ZNI des prestations équivalentes, en prix comme en qualité, à celles observées dans l'Hexagone.

L'instauration d'un marché concurrentiel de l'électricité dans l'Hexagone et le maintien de tarifs réglementés de vente pour les ménages et les petits consommateurs professionnels a conduit à rendre visible la charge spécifique induite par la péréquation tarifaire dans les ZNI. Jusqu'en 2015, le coût de cette péréquation au profit des ZNI était supporté par les autres usagers d'EDF. Il l'est depuis lors par les contribuables puisque c'est le budget de l'État qui compense désormais intégralement les surcoûts de production et d'achat d'électricité des entreprises locales de fourniture d'électricité, non couverts par les recettes tarifaires. Les parcs de production régionaux étant encore fortement dominés par les centrales utilisant des combustibles fossiles, le soutien aux ZNI a suivi l'évolution du coût des combustibles.

La transition énergétique de ces territoires, c'est-à-dire en premier lieu la décarbonation des moyens de production électrique, qui s'est accélérée à partir de 2015, a introduit une charge supplémentaire de service public de l'électricité (SPE) liée au surcoût de la production électrique à partir d'énergies renouvelables (EnR), comme dans l'Hexagone. Demeurées d'un montant légèrement inférieur à 2 Md€ jusqu'en 2020, les charges totales de SPE dans les ZNI ont dépassé 2,5 Md€ en 2022 et devraient rester proches de ce niveau en 2023. Les trois-quarts de ce montant sont consacrés à la péréquation proprement dite, le reste au financement de la transition énergétique.

Les évolutions de ces charges dans les prochaines années seront affectées par la conversion en cours d'une forte proportion du parc de production électrique, voire de sa totalité, aux moyens de production à base d'EnR, y compris des biocarburants importés, dans tous les territoires pour respecter l'objectif, inscrit dans la loi en 2015, d'une transition achevée en 2030. Dans plusieurs d'entre eux, cette transition sera effective dès 2024.

Cette conversion en cours soulève la question de la cohérence avec la recherche de l'autonomie énergétique des ZNI, également inscrite dans la loi. Cette question se pose d'autant plus que cette notion d'autonomie énergétique n'est pas clairement définie. Jusqu'aux modifications introduites par la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, elle a semblé se focaliser sur l'objectif de supprimer toute importation d'énergie primaire destinée à la production électrique. Dès lors que le mix de production électrique serait décarboné, y compris au moyen de biocarburants importés, l'éventualité du remplacement ultérieur des moyens de production existants par d'autres ne pourrait se justifier d'un point de vue économique que si ce remplacement entraînait une baisse des charges de SPE. Eu égard à l'avancement du processus de transition, cette question est susceptible de peser sur les orientations prises pour les prochaines PPE, 2023-2028 et 2029-2034, dans chacun de ces territoires.

Un défaut de vision à moyen terme

À la différence des dispositifs de pilotage de transition énergétique dans l'Hexagone, qui s'appuient sur des scénarios validés et chiffrés par le gestionnaire de réseau (cf. « *Les futurs énergétiques 2050* » de RTE) entre lesquels le pouvoir politique doit arbitrer, les décisions structurantes relatives aux mix énergétiques en ZNI ne s'appuient pas sur un scénario cible.

Sans qu'il soit besoin de viser le même horizon que RTE – 2050 -, échéance qui tient compte à la fois à l'objectif de neutralité carbone et de la durée d'exploitation du parc actuel de production nucléaire, il serait à tout le moins souhaitable d'indiquer quel est, dans les ZNI, le mix cible à atteindre dans la période 2035-2040.

Les décisions prises dans les ZNI s'inscrivent au mieux dans le temps court des PPE, adoptées par cycle de cinq ans ; au pire, elles relèvent du temps immédiat de leur révision en procédure simplifiée qui valide les projets au coup par coup. Certes, ces décisions ne sont pas prises au hasard et sont implicitement compatibles avec les besoins exprimés par le gestionnaire de réseau, mais l'existence d'un potentiel scénario implicite de moyen terme ou son absence est source de malentendus, de soupçons sur la neutralité du gestionnaire de réseau, de crispations des élus et de frustrations des porteurs de projets. Ces défaillances expliquent en large partie l'échec généralisé de la procédure d'adoption des PPE en 2022.

Pour disposer d'un scénario cible consensuel dans chaque territoire, une approche plus concrète de ce sujet serait utile. Il revient aux gestionnaires de réseau, comme c'est le cas dans l'Hexagone, de faire plusieurs propositions de mix cibles opérationnels à l'horizon d'une quinzaine d'années. Ces propositions devraient être accompagnées d'un chiffrage prévisionnel de manière à ce que l'arbitrage entre l'objectif de moindre dépendance aux importations et la nécessaire maîtrise des charges de SPE soit rendu dans la transparence et après un débat public.

Une gouvernance des PPE à repenser

Il existe plusieurs causes au retard généralisé constaté dans l'élaboration et les révisions des PPE : la lourdeur de la procédure, encombrée de multiples phases de consultations et d'avis dont la plus-value n'apparaît pas toujours évidente ; des considérations de politique locale qui prennent parfois le pas sur le traitement techniques des dossiers ; l'absence de responsabilité financière des collectivités dans le financement du système de solidarité, de sorte que les options qu'elles peuvent souhaiter privilégier n'ont de répercussions que pour le budget de l'État. Enfin, le fait que l'État ne dispose pas d'une prérogative de proposition pour la révision des PPE le cantonne à un rôle d'encadrement ou de censeur des propositions des collectivités, ce qui semble insuffisant au regard de leurs conséquences potentielles pour les charges de SPE.

Le recours à la procédure de révision simplifiée pour contourner les blocages des PPE démontre les failles d'un dispositif à la fois complexe à mettre en œuvre par la voie normale et facile à contourner par la voie dérogatoire.

De manière générale, une plus grande efficacité du processus nécessiterait de donner, en amont comme en aval du processus de décision, un rôle plus central au gestionnaire de réseau, garant du bon fonctionnement du service public et le mieux placé pour anticiper et exprimer ses besoins.

Une telle évolution en direction d'une meilleure prise en compte des besoins et des contraintes des réseaux de chaque ZNI permettrait aussi de clarifier le rôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dont les interventions informelles, souvent destinées à pallier les défauts du dispositif de décision, viennent parfois brouiller l'exécution des missions que lui confie le code de l'énergie.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1. (DGEC, 2023) : Insérer dans les PPE un volet consacré au développement des bornes pilotables pour la recharge des véhicules électriques.

Recommandation n° 2. (DGEC, 2025) : Dans le cadre de la PPE de la Corse, étudier un projet d'interconnexion à terme entre la Corse et le réseau continental, en complément de moyens de production locaux.

Recommandation n° 3. (CRE, 2023) : Focaliser l'effort de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI sur les actions les plus efficaces des entreprises

Recommandation n° 4. (DGEC, 2023) : Demander aux gestionnaires de réseau des ZNI des scénarios chiffrés de mix de production cible à l'horizon 2040 selon les territoires, assortie d'une analyse des besoins de développement et de renforcement des réseaux en découlant.

Recommandation n° 5. (DGEC, 2023) : Systématiser, homogénéiser et publier l'évaluation de la mise en œuvre des PPE de chacune des ZNI.

Recommandation n° 6. (DGEC, 2023) : Mieux prendre en compte, dans les PPE des ZNI, les politiques locales de transport, de stockage de l'énergie et de gestion des déchets.

Recommandation n° 7. (SG MTECT, DGEC, 2023) : Renforcer les compétences en matière de politique énergétique des services déconcentrés de l'État chargés de l'élaboration et du suivi des PPE dans les ZNI.

Recommandation n° 8. (DGEC, 2023) : Instaurer dans la procédure d'élaboration des PPE dans les ZNI, une règle d'incompatibilité entre les rôles d'assistant à maîtrise d'ouvrage des collectivités et de conseil des opérateurs industriels.

INTRODUCTION

Du fait de ses caractéristiques géographiques, la France compte de nombreuses zones de son territoire qui sont selon le code de l'énergie, « non interconnectées au réseau métropolitain continental »¹. Ces territoires, situés parfois à plusieurs milliers de km de l'Hexagone, sont ainsi dénommés des « zones non interconnectées » (ZNI).

Il s'agit de la Corse, de certaines îles du Ponant (îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey), de la Guyane, des îles de la Guadeloupe, de la Martinique, de Saint-Pierre et Miquelon, de La Réunion, de Mayotte et de Wallis et Futuna.

Pour les plus éloignés de ces territoires, il est impossible d'envisager un raccordement au réseau électrique hexagonal tandis que dans d'autres, plus proches des côtes comme les îles du Ponant, la faible consommation électrique de chaque île ne justifie pas d'investir dans des moyens de raccordement².

Certains territoires ne sont pas davantage reliés au réseau électrique de l'Hexagone sans pour autant être considérés comme des ZNI car leurs autorités publiques disposent d'une compétence propre en matière d'énergie et ne relèvent donc pas de la politique publique d'aide en faveur des ZNI : c'est le cas de la Nouvelle-Calédonie et de la Polynésie Française.

Saint-Barthélemy et de Saint-Martin sont dans une situation atypique : elles détiennent la compétence énergie mais bénéficient cependant de la péréquation tarifaire.

Le rapport analyse la situation des six principales ZNI : la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane, Mayotte et La Réunion qui ont toutes donné lieu à une visite sur place³. La Corse présente la particularité d'être connectée à la Sardaigne et au réseau électrique italien continental.

L'absence de raccordement au réseau électrique hexagonal a deux conséquences : la première est que les ZNI doivent compter exclusivement (à l'exception de la Corse, en partie interconnectée) sur leurs propres moyens de production électrique pour faire face à la demande émanant de leurs territoires ; la deuxième est que leurs coûts de production ne peuvent être égaux au coût de production moyen de l'électricité circulant sur le réseau électrique métropolitain continental ; de fait, ils lui sont systématiquement supérieurs, dans des proportions importantes et variables selon les territoires.

Toutefois, les consommateurs situés dans les ZNI bénéficient de la péréquation tarifaire nationale et payent les mêmes tarifs réglementés que ceux proposés aux consommateurs de l'Hexagone, le surcoût de la production électrique dans ces territoires étant pris en charge par

¹ L'article L 121-3 du code de l'énergie dispose que « La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste à (...) 2° Garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental ».

² A l'inverse, certaines îles ne constituent pas des ZNI car elles sont connectées au réseau électrique hexagonal, notamment les îles de Bréhat, Batz, Groix, Hoëdic, Porquerolles, Le Levant...

³ Outre les îles du Ponant, Saint Martin, Saint Barthélemy, Saint Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna, qui relèvent de situations statutaires variées, ne représentent qu'une très faible part de la production et de la consommation d'électricité de l'ensemble des ZNI et des charges de service public de l'électricité en découlant.

l'État. Ce surcoût est l'une des charges imputables aux missions de service public énoncées à l'article L. 121-7 2° du code de l'énergie.

Enfin, dans le cadre de la politique nationale de transition énergétique, ont été mises en place dans les ZNI des politiques publiques concernant l'ensemble de la chaîne énergétique allant de la production locale d'énergies primaires renouvelables jusqu'à l'augmentation de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie, en passant par la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (EnR). Au-delà de la décarbonation du mix électrique, cette évolution a pour effet d'augmenter la part de la production locale, ce qui renforce l'autonomie énergétique de ces territoires.

Depuis la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et à la croissance verte, l'instrument principal de ces politiques consiste à doter chacune des principales ZNI⁴ d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) distincte, établie conjointement par le président de la collectivité et le représentant de l'État dans la région⁵.

Le présent rapport, après avoir rappelé les particularités des ZNI du point de vue de l'approvisionnement en électricité et fait le bilan de la situation des charges de service public qui financent la péréquation tarifaire, s'attache à proposer des voies d'amélioration du pilotage de la transition énergétique dans ces territoires.

⁴ Sont concernées : la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, La Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint Pierre-et-Miquelon et les Iles Wallis-et-Futuna.

⁵ Article L 141-5 du code de l'énergie

1 UN DISPOSITIF DE SOUTIEN LIÉ AUX SPÉCIFICITÉS DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES LOCAUX

1.1 Les spécificités des systèmes électriques locaux

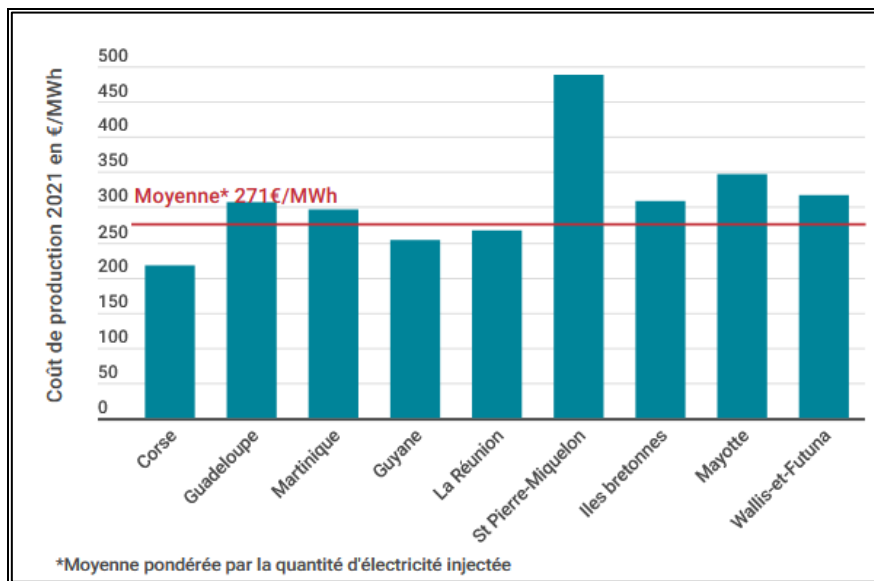
1.1.1 Des coûts de production plus élevés que sur le continent

L'absence de raccordement au réseau électrique hexagonal impose aux ZNI de compter exclusivement, à l'exception de la Corse, sur leurs propres moyens de production électrique pour faire face à la consommation finale émanant de leurs territoires.

À l'exception des territoires où le potentiel d'énergies renouvelables (EnR) est important et déjà développé (Cf. infra), ils sont donc très dépendants, voire presque totalement dépendants de l'extérieur pour approvisionner en combustibles leurs centrales qui transforment ceux-ci en énergie secondaire sous forme d'électricité. Et, en dehors des cas précités, les combustibles utilisés pour la production d'électricité sont jusqu'à présent des combustibles fossiles, en l'espèce principalement du fioul, ou du charbon pour deux des territoires. Par conséquent, la production d'électricité dans les ZNI n'est décarbonée que dans une proportion faible, voire nulle, contrairement à celle de l'Hexagone.

Enfin, leurs coûts de production sont systématiquement supérieurs à ceux de l'Hexagone, dans des proportions importantes et variables selon les territoires. Le graphique ci-dessous indique quels ont été les coûts moyens de production dans les différentes ZNI en 2021.

Graphique n° 1 : Coûts moyens de production dans les différentes ZNI en 2021



Source : CRE

C'est en Corse que le coût de production est le plus faible (217 €/MWh) et à Saint-Pierre et Miquelon qu'il est le plus élevé (489 €/MWh). La moyenne, 271 €/MWh, représente un montant 3 à 4 fois supérieur au coût de l'électricité produite dans l'Hexagone. Ces écarts s'expliquent principalement par le fait que s'agissant de réseaux électriques de petite taille, les moyens de production sont d'une puissance relativement faible, ce qui empêche ces territoires de profiter des économies d'échelle atteignables dans les systèmes électriques de grande taille.

A raison du recours majoritaire à des énergies fossiles comme combustibles, les coûts de production de l'électricité dans les ZNI varient fortement en fonction du prix du combustible importé et il en va de même de l'écart avec le coût de production moyen dans l'Hexagone.

Ces coûts de production très élevés expliquent que les des charges de service public à compenser au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI atteignent un montant important au regard de la consommation électrique de ces territoires - ou au regard du nombre d'abonnés - et que ce montant présente une certaine volatilité puisqu'il est fortement lié au prix du fioul importé. Il s'agit, de loin, de la charge de service public (CSP) la plus importante consentie dans les ZNI.

En effet, selon la délibération de la CRE du 3 novembre 2022, les charges de service public à compenser⁶ pour 2021 au titre des mécanismes de solidarité liés à la péréquation tarifaire dans les ZNI ont finalement atteint le montant de 1,63 Md€ tandis que celles liées au soutien à la transition énergétique dans ces mêmes territoires ont représenté un montant de 0,57 Md€. Le coût total de ces charges au profit des ZNI a donc atteint 2,20 Md€ en 2021, la compensation au titre des mécanismes de solidarité représentant environ 74% du total.

Les prix du pétrole et de ses produits dérivés (dont le fioul) restant particulièrement volatils depuis 2020 - prix historiquement très bas au printemps et à l'été 2020 puis hausse très marquée du printemps 2021 jusqu'à l'été 2022, en reflux depuis – le coût des mécanismes de solidarité en application du principe de péréquation tarifaire au profit des ZNI demeure difficile à anticiper.

Lors de la délibération du 3 novembre 2022 précitée, la CRE a maintenu les prévisions au titre de 2023 qu'elle avait arrêtées pour la première fois en juillet 2022, soit 1,73 Md€ au titre des mécanismes de solidarité et 0,75 Md€ au titre des aides en faveur de la transition énergétique dans les ZNI.

Selon le niveau du prix du pétrole et de ses dérivés importés, on peut donc constater que le coût des mécanismes de solidarité entre 2020 et aujourd'hui représente un montant annuel compris entre 1,6 et 2,0 Md€ par an.

1.1.2 Une part de la production assurée par des EnR plus élevée que dans l'Hexagone, dans certains territoires

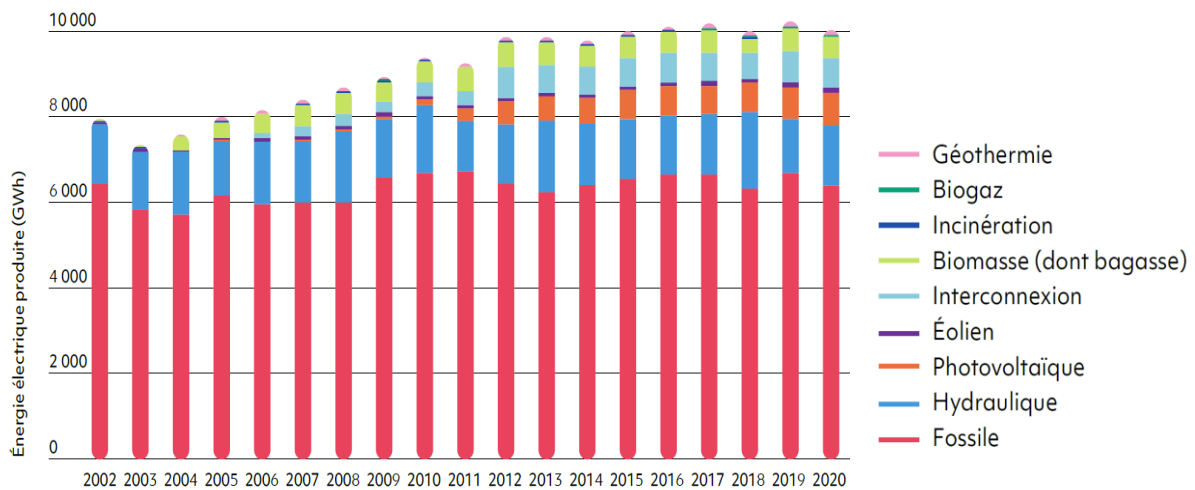
L'isolement géographique des ZNI emporte des conséquences sur l'ensemble de leur situation énergétique : non seulement elles ne sont pas interconnectées mais leur production actuelle ou potentielle d'énergie primaire est limitée.

⁶ Délibération n°2022-272 de la CRE du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

En l'absence de ressources minières, leur potentiel de production d'électricité est celui des énergies renouvelables disponibles, lequel est variable selon les territoires : la biomasse (par exemple à partir de canne à sucre), le rayonnement solaire (par exemple en Corse, aux Antilles ou à la Réunion), l'énergie hydraulique (en Guyane, en Corse et à La Réunion), l'énergie éolienne et la géothermie (par exemple en Guadeloupe) peuvent représenter des potentiels importants.

Malgré les objectifs très volontaristes inscrits dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015, la composition du mix de production dans les ZNI a peu évolué depuis dix ans. Lorsqu'on observe la situation au périmètre de l'ensemble des ZNI, ce qui est légitime du point de vue des charges de SPE, on constate en effet une évolution lente. Cette lenteur s'explique par les délais inhérents aux investissements et au décalage inévitable entre les annonces, les décisions et le raccordement d'un site au réseau.

Graphique n° 2 : Évolution du mix électrique dans les ZNI* 2002-2020

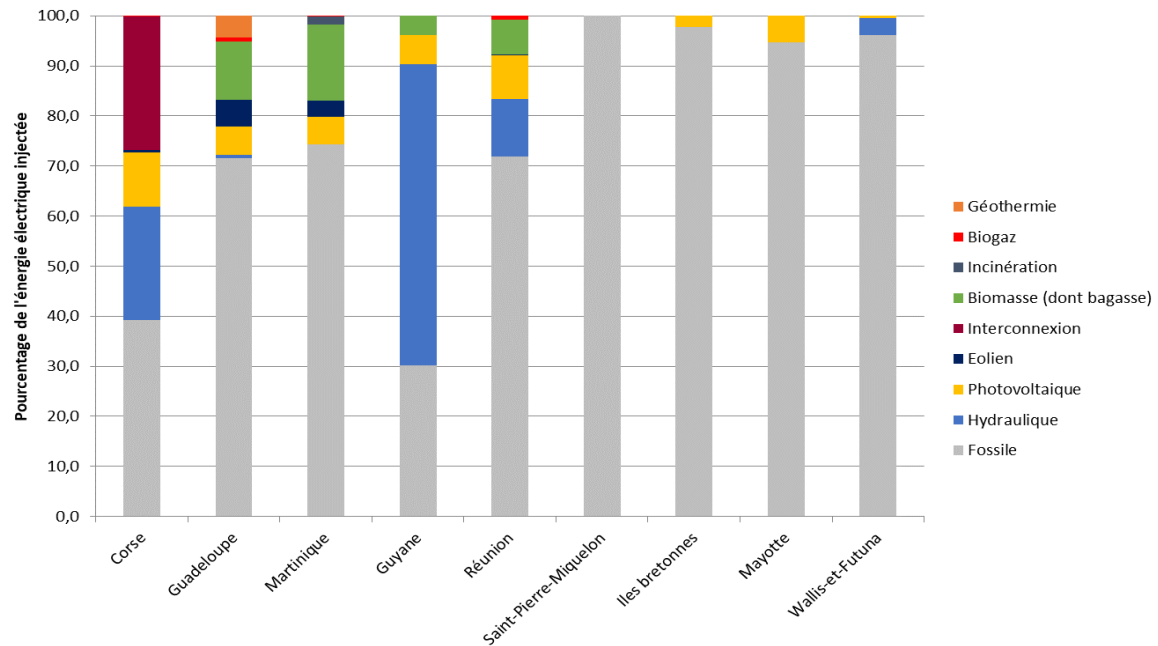


Source : rapport annuel de la CRE 2021 ; * hors Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes et Wallis et Futuna)

Depuis 2009, l'augmentation de la consommation globale d'énergie a été en partie couverte par les EnR, essentiellement le solaire dont la contribution s'accélère à partir de 2012 ; mais le taux de pénétration des EnR, près de 30% en moyenne en 2021, peut être trompeur si on perd de vue que l'essentiel de la production renouvelable provient de l'hydroélectricité (Guyane, Réunion, Corse) et de la biomasse de canne à sucre (bagasse) à partir de sites qui étaient déjà en place avant le vote de la loi de 2015.

À un niveau plus fin d'analyse, on constate que la part de la production d'électricité réalisée à partir d'EnR est très variable d'une ZNI à l'autre.

Graphique n° 3 : Mix de production électrique dans les principales ZNI en 2021



Source : CRE

En 2021, la part des EnR varie de 0% à Saint-Pierre et Miquelon jusqu'à 70% en Guyane. Dans les plus grandes ZNI, elle est supérieure à la part correspondante dans l'Hexagone qui était légèrement inférieure à 25% de la consommation électrique en 2021⁷.

Les grandes différences entre les principales zones résultent moins du volontarisme des investissements dans chaque territoire que de leurs atouts naturels, notamment leur potentiel hydroélectrique et leur production de biomasse. C'est le cas non seulement de la Guyane qui dispose d'un fort potentiel hydro-électrique assurant 60% de la production d'électricité, mais également de la Corse (33,4% de l'électricité consommée est produite à partir d'ENR en 2021), de la Guadeloupe (28,4%), de la Réunion (28,2%) et de la Martinique (25,7%). Dans toutes les autres ZNI, la production d'électricité à partir d'ENR ne représente qu'une fraction nulle ou marginale, au plus égale à 5,3% de la consommation d'électricité, à Mayotte.

On note également le retard de développement de l'éolien, malgré l'installation de sites aux Antilles, notamment en Guadeloupe, le potentiel de ces territoires, situés pour la plupart en zone cyclonique, souffrant d'une rareté du foncier et ne disposant pas de fonds marins adaptés à l'éolien posé (sauf en Guyane, mais le vent manque...) restant limité.

À ces difficultés techniques, il faut ajouter le fait que la rentabilité de l'éolien maritime est aujourd'hui obtenue par la construction de fermes éoliennes d'assez grande taille, d'une puissance d'une centaine ou de plusieurs centaines de MW. De telles puissances ne sont pas adaptées aux besoins des ZNI, d'autant que l'intermittence de la production éolienne sur des

⁷ 24,9% de la consommation électrique métropolitaine en 2021. La part de la production à partir d'ENR en Corse était de 33,4%, de sorte que la part de la production électrique à partir d'ENR de l'Hexagone est légèrement inférieure au premier chiffre cité.

dispositifs de grande taille est extrêmement difficile à absorber dans des réseaux non interconnectés.

Faute de connexion au réseau continental principalement adossé aux productions électronucléaire et hydroélectrique, les ZNI se trouvent, prises dans leur ensemble, dans une situation contrastée : la part d'électricité produite à partir d'EnR y est plus élevée que dans l'Hexagone, mais la part de l'électricité émettant des gaz à effet de serre pour sa production y est très supérieure. Ainsi, même en Guyane, 30,2% de l'électricité a été produite à partir d'énergie fossile en 2021. Cette même année, plus de 92% de l'électricité produite dans l'Hexagone était décarbonée.

1.1.3 Un service public de bonne qualité

La consommation totale d'électricité des ZNI est en croissance constante depuis quinze ans, passant de 7,2 TWh en 2005 à 9,1 TWh en 2021 (+26%). Les clients ayant souscrit une puissance inférieure à 36 KVA (ménages et petits professionnels), représentent une consommation de 5,5 TWh en 2021, soit environ 60% de la consommation, comme en métropole. La dynamique de consommation présente de fortes différences entre les territoires en fonction notamment de la démographie : croissance très forte et constante à Mayotte (doublement depuis 2005), plus modérée à la Réunion et en Guyane, quasi stabilisation en Guadeloupe et en Corse, légère baisse en Martinique depuis dix ans. La consommation par habitant n'est pas homogène : celle des territoires ultramarins est environ de moitié inférieure à celle du continent, sauf celle de Mayotte encore très basse, alors que celle de la Corse en est assez proche.

Tableau n° 1 : Consommation électrique par territoire et par habitant

<i>Territoires</i>	Consommation Totale (GWh)				Consommation / habitant ⁸ (MWh/hab.)			
	2005	2010	2015	2021	2005	2010	2015	2021
<i>Corse</i>	1620	2186	1950	2074	5.60	7.06	5.96	6,0
<i>Guadeloupe</i>	1501	1730	1759	1737	3.31	4.29	4.56	4,1
<i>Guyane*</i>	650	758	793	828	3.42	3.21	3.08	2,9
<i>Martinique</i>	1301	1444	1411	1367	3.27	3.66	3.71	3,8
<i>Réunion</i>	2058	2467	2657	2822	2.66	3.00	3.14	3,3

⁸ Les estimations de population retenues sont celles publiées par l'INSEE au 1er janvier 2020 pour la Corse (344 440 habitants), la Réunion (861 210 habitants), la Guyane (281 678 habitants), la Martinique (364 508 habitants) et l'archipel de la Guadeloupe (427 017 habitants). Pour la Guadeloupe, on vise l'ensemble Guadeloupe, St Barthélemy et Saint Martin, en cohérence avec la maille d'informations retenue par la CRE dans ses travaux. Pour Mayotte, c'est une estimation qui a été retenue sur la base du recensement de 2017 (256 500 habitants) et un taux de croissance annuel retenu par l'INSEE (3.8%) soit 298 000 habitants en 2021. Sur place, plusieurs observateurs institutionnels évoquent une population qui serait déjà comprise entre 300.000 et 400.000 habitants.

<i>Territoires</i>	Consommation Totale (GWh)				Consommation / habitant ⁸ (MWh/hab.)			
	2005	2010	2015	2021	2005	2010	2015	2021
<i>Mayotte*</i>	156	258	289	353	0.89	1.28	1.27 ⁹	1,2

Source DGEC : *La consommation de Mayotte en 2015 et de la Guyane en 2005 et 2010 a été corrigée après vérification des données.

La consommation facturée est inférieure à la production injectée, ce qui fait apparaître un taux de perte, variable selon les territoires mais supérieur à la moyenne continentale. Ce taux de perte reste toutefois difficile à interpréter, car il peut résulter de causes techniques ou de branchements sauvages.

Tableau n° 2 : Energie injectée et taux de perte par territoire

<i>GWh en 2021</i>	Consommation totale	Energie injectée	Taux de perte
<i>Corse</i>	2074	2 370	12.5%
<i>Guadeloupe</i>	1737	1 975	12.1%
<i>Guyane</i>	828	968	14.5%
<i>Martinique</i>	1367	1 503	9.0%
<i>Réunion</i>	2822	3 090	8.7%
<i>Mayotte</i>	353	390	9.6%

Source DGEC

La qualité du service, mesurée par le temps d'interruption de fourniture d'électricité hors impact des mouvements sociaux, des incidents et des événements climatiques exceptionnels, est globalement satisfaisante dans ces territoires, y compris à Mayotte.

Jusqu'en 2020, la définition d'un événement climatique exceptionnel était la même pour les ZNI ultra-marines et la métropole. Pour tenir compte du fait que les zones tropicales sont soumises à des conditions climatiques particulières, la définition a été modifiée afin notamment de mieux prendre en compte les événements cycloniques.

Pour mesurer la qualité du service, on distingue la durée moyenne de coupure en haute tension (critère A), celle en basse tension (critère B), et la fréquence des coupures en basse tension (critère F-BT). Sur ces critères, les objectifs fixés à EDF-SEI pour 2022 sont de 220,2 minutes pour le critère B, de 166 minutes pour le critère M et 3,79 coupures par an pour le critère F-BT. Une application rétroactive du nouveau critère climatique à certaines années (2015, 2016, 2017) fait apparaître que la nouvelle réglementation a un effet sensible sur la

mesure de la qualité de service, les diminutions du critère B pouvant atteindre 40% à 50% comme le montre le tableau ci-après.

Tableau n° 3 : Qualité de service : évolution du critère B

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Critère B (définition avant 2020)</i>	293,6	346	335	248,4	237,1	258,9		
<i>Critère B (définition après 2020)</i>	287,6	237,9	225,3	198,1	237,1	258,9	213,1	255,7

Source CRE. Nombre de minutes de coupure par an.

1.1.4 Des réseaux à l'équilibre fragile

1.1.4.1 Les évolutions de la puissance appelée à la pointe

Les ZNI sont exposées à des risques spécifiques en termes de sécurité d'approvisionnement du fait de leur isolement. L'impact de la transition énergétique sur leur système électrique y est donc plus important, notamment en ce qui concerne l'intégration des EnR non pilotables et le développement de la mobilité électrique.

Les coûts pour l'insertion des productions intermittentes augmentent très fortement au fur et à mesure que leur place augmente dans le mix électrique, du fait des investissements dans le raccordement des sites de production diffus, l'installation de dispositifs de flexibilité, notamment de stockage, et le maintien de sites de production pilotables pour couvrir la pointe.

Le besoin à la pointe est toutefois moins marqué qu'en métropole. La saisonnalité est, en effet, faible en ZNI sauf pour La Réunion, dont la consommation augmente pendant l'hiver austral et la Corse qui connaît à la fois une pointe hivernale et une pointe estivale du fait de l'afflux des touristes.

Dans la journée, on observe une pointe méridienne, notamment due à la climatisation dans les locaux commerciaux et les bureaux, qui est bien couverte par l'augmentation de la production photovoltaïque. La pointe du soir, entre 19h et 21h, liée à la consommation domestique, comparable à celle de la France continentale, est celle qui mobilise l'essentiel des moyens pilotables, hors production en base.

Tableau n° 4 : Puissance appelée à la pointe

	Corse	Martinique	Guadeloupe	Guyane	Réunion	Mayotte
<i>Pointe 2012 (MW)</i>	530	253	254	128	450	42
<i>Pointe 2020 (MW)</i>	440	230	255	150	484	56

Source : Bilans prévisionnels EDF-SEI et EDM

La puissance maximale appelée à la pointe évolue en fonction de la démographie et des effets, désormais sensibles, des efforts de maîtrise de l'énergie (MDE). Elle a baissé puis s'est stabilisée en Corse, est stabilisée en Guadeloupe, est en légère baisse en Martinique, elle augmente de moins en moins vite en Guyane ; à La Réunion, elle augmente de 1% par an depuis dix ans mais les scénarios prévisionnels d'EDF-SEI prévoient une stabilisation.

À Mayotte, l'augmentation de la puissance appelée à la pointe a été de 3% à 5% par an depuis dix ans, accompagnant la croissance de la consommation globale d'énergie, ce qui a porté la puissance maximale appelée de 42 MW en 2011 à 56 MW en 2019. Les scénarios présentés par EDM pour la PPE 2023-2028 prévoient entre 70 MW et 100 MW en 2028 à la pointe selon le dynamisme démographique et les efforts de MDE.

Les scénarios de transition doivent donc prendre en compte le niveau de puissance résiduelle pilotable nécessaire pour passer les pointes, exigence qui n'est pas toujours bien mesurée par les collectivités locales. Ces dernières, pour des raisons liées à l'objectif d'autonomie, sont enclines à privilégier des solutions comportant une part d'EnR intermittentes très élevée, essentiellement photovoltaïque, qui permettent de couvrir une partie de la consommation électrique mais uniquement à la mi-journée et ne fait pas disparaître le besoin de moyens pilotables qu'il faut mobiliser à la pointe du soir dans toutes les ZNI.

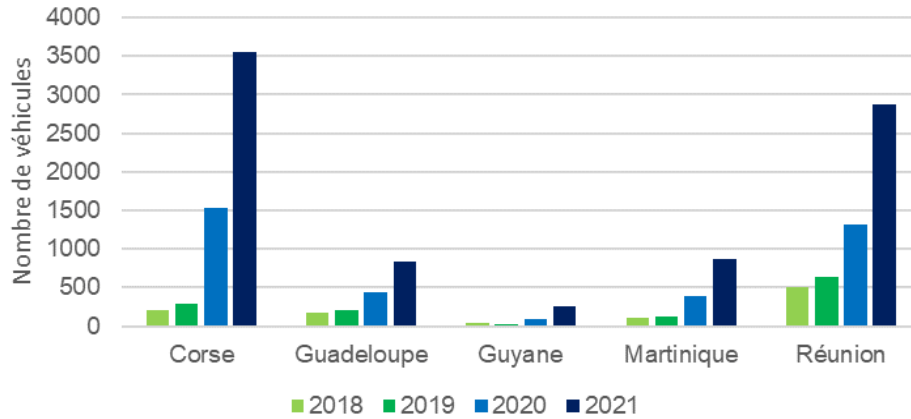
Pour atténuer ce besoin de moyens pilotables, il est possible de décaler certaines consommations pour aplatir la courbe de charge. Plus la production est fatale, plus la consommation doit être pilotable pour maintenir l'équilibre. Un important levier de sécurisation du réseau est donc le déplacement d'une partie de la demande en heures creuses ou en pointe solaire. Ce travail est déjà engagé depuis plusieurs années, EDF-SEI - et EDM pour Mayotte - ayant développé des incitations à la flexibilité pour la consommation résidentielle, notamment pour l'eau chaude sanitaire, mais les mesures prises dans le cadre des plans de MDE inscrits dans les PPE ont des effets qui restent, à ce stade, limités.

1.1.4.2 Les anticipations de la mobilité électrique

Les ventes de véhicules électriques (ci-après VE) pour les particuliers ont quadruplé dans les ZNI entre 2019 et 2021 et les prévisions de développement du parc annoncent un renforcement de la bascule vers l'électrification du parc automobile sans attendre l'interdiction du moteur thermique pour les véhicules neufs. Le décollage de l'électrification était attendu dans les zones insulaires de petite taille qui sont particulièrement adaptées à l'autonomie réduite des VE. Mais on observe aussi le démarrage de ce marché dans les territoires de plus grande taille avec une multiplication des ventes par dix, entre 2018 et 2021 en Corse (plus de 3000 immatriculations/an) et par cinq en Guyane sur la même période.

Graphique n° 4 : Évolution des ventes de VE en ZNI

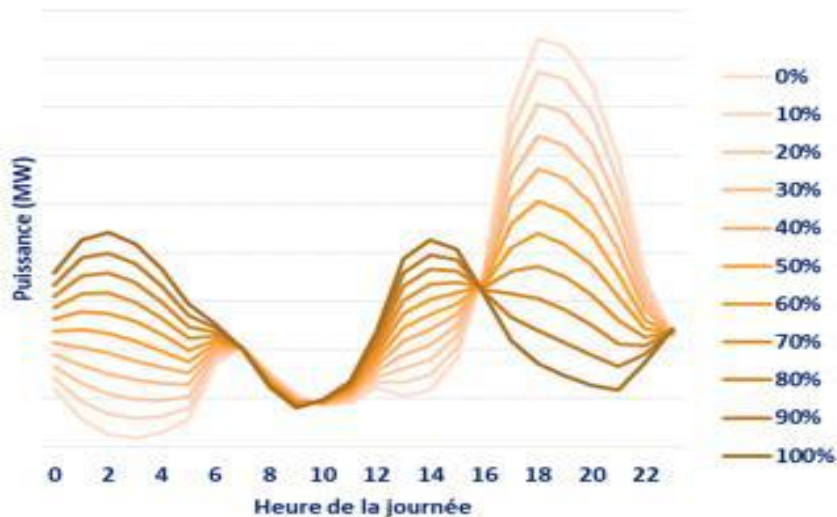
Evolution des ventes de véhicules légers électrifiés (100% électrique et hybrides rechargeables) en Corse et Outre-mer depuis 2018



Source ; EDF-SEI

Le développement des VE dans les dix ou vingt prochaines années ne présente pas un enjeu majeur en termes de besoin global d'énergie électrique mais fait peser un risque sur le système électrique en termes de puissance appelée au moment du foisonnement des recharges.

Graphique n° 5 : Puissance appelée selon le taux de recharges pilotables à la Réunion

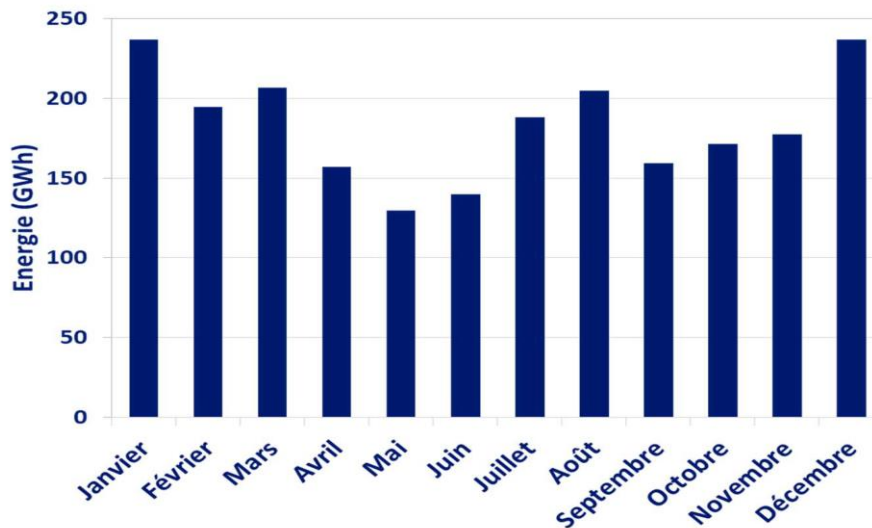


Source : EDF-SEI

Le graphique ci-dessus montre qu'une recharge massive non-pilotée, engagée en fin de journée lorsque les VE sont stationnés pour la nuit, aggrave fortement la pointe de 19h. Le taux de recharges pilotées doit atteindre 50% du parc, pour que le déplacement des appels de puissance vers la nuit ou la pointe solaire méridienne ait un effet de lissage significatif.

À ce risque technique, on doit ajouter un risque financier puisque les moyens pilotables mobilisés à la pointe sont coûteux. Cette situation est bien illustrée par le cas de la Corse qui, du fait de la fréquentation touristique, connaît une pointe estivale très marquée alors que la consommation continentale d'électricité est, pendant les mois d'été, inférieure de 25% à la moyenne mensuelle de l'année¹⁰ :

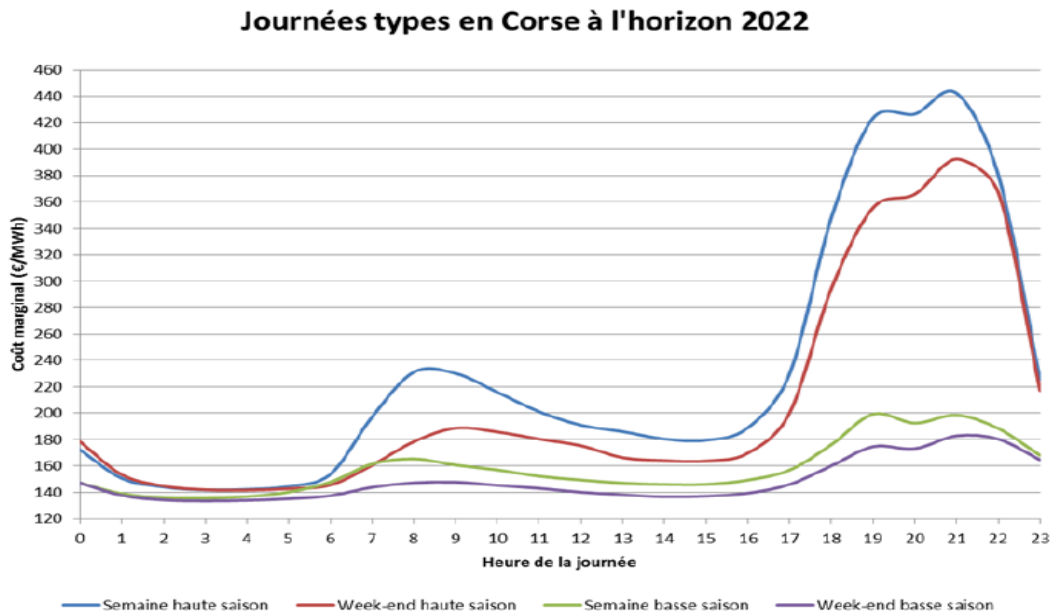
Graphique n° 6 : Saisonnalité de la consommation électrique en Corse



Source EDF-SEI

Une conséquence de cette saisonnalité atypique est l'apparition d'une super pointe du soir pendant laquelle les coûts marginaux de production sont multipliés par deux, atteignant 400 €/MWh à 20h. Cette situation électrique très tendue en haute saison sera aggravée par le développement des VE si les recharges des vacanciers ne sont pas suffisamment pilotées.

¹⁰ Pour une année standard, en France continentale, la consommation brute mensuelle est voisine de 43 TWh, elle dépasse 50TWh en hiver et chute en-dessous de 35 TWh en été.

Graphique n° 7 : Coût du MWh à la pointe estivale en Corse (en bleu et en rouge)

Source : EDF-SEI

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques va donc constituer un enjeu important de la transition énergétique. Il est inenvisageable de laisser le parc de véhicules électriques se développer à grande vitesse ces prochaines années, sur la lancée de ce qu'on observe actuellement, sans encadrer les modalités de recharge afin de soulager le réseau.

1.1.4.3 Un encadrement réglementaire nécessaire en complément des aides financières

Le programme Advenir, lancé en 2016 par Enedis, permet de subventionner l'installation de bornes de recharge. Il a été ouvert aux ZNI moyennant le respect par les clients d'un cahier des charges spécifique. Le bénéfice de l'aide est réservé aux bornes individuelles, collectives ou publiques, à condition qu'elles soient pilotables par un signal du réseau qui permet soit de réduire la puissance appelée pour passer en recharge lente, soit de programmer les heures de recharges hors pointe¹¹.

Les schémas prévisionnels d'EDF-SEI visent, à l'horizon 2030, un taux de 40% à 80% de recharges pilotées. Ces taux élevés risquent de ne pas être atteints si le décollage du marché des VE accroît les besoins de recharge individuelle alors que le déploiement des bornes publiques a pris du retard. Faute de possibilités de recharge publique dans la journée, notamment à la pause méridienne, la recharge domestique (7,4 kW) non pilotée risque de devenir dominante si les incitations financières échouent. La question se pose aussi pour les flottes professionnelles.

¹¹ Il existe aussi une aide pour les bornes non pilotables installées dans les maisons individuelles mais elles sont limitées à des puissances comprises entre 2,2 kVA à 3,7 kVA, qui correspondent aux prises électriques standard 10-16A utilisées pour le gros électroménager et l'eau chaude sanitaire.

À cette difficulté s'ajoute celle du choix et de l'implantation des bornes de recharge rapides (50 à 150 kW) ou semi rapides (25 kW). Certes, les distances à parcourir en ZNI ne nécessitent pas de recharge rapide en cours de déplacement, exceptés certains trajets en Guyane et en Corse, et le gestionnaire de réseau n'anticipe pas un maillage significatif pour ce type de bornes très puissantes.

Toutefois, les usagers, par analogie avec le carburant, préfèrent une immobilisation minimale du véhicule même s'il ne s'agit pas d'une recharge contrainte sur un long trajet. On ne peut donc exclure que les bornes de recharge rapide aient un intérêt commercial, par exemple pour les stations-services qui souhaitent se reconverter. Ces bornes rapides pourraient aussi présenter un intérêt pour les particuliers qui ne disposent pas d'un emplacement permettant une recharge domestique. Aller faire le « plein électrique » à une borne publique puissante pourrait être une solution attractive.

Il serait donc utile que les collectivités territoriales, régions et communes, compétentes pour les transports et la voirie, contribuent à la réalisation de cet objectif, comme elles peuvent le faire pour les actions de maîtrise de l'énergie (MDE). Elles pourraient notamment établir avec le gestionnaire de réseau la cartographie des bornes de recharge publiques et en particulier décider de l'implantation des bornes de recharge semi-rapides pilotables ou, à titre exceptionnel, de bornes rapides qui devraient être soumises à un avis conforme du gestionnaire de réseau pour pouvoir être raccordées.

Toutefois, il n'est pas assuré que les incitations financières soient à elles-seules suffisantes pour atteindre les objectifs très élevés de recharges pilotables inscrits dans les scénarios de transition énergétique. L'État pourrait donc ajouter à ces incitations une réglementation plus contraignante en faveur de l'implantation de bornes pilotables, par exemple pour les flottes professionnelles, les sites de recharge collectifs ou publics. Il ne serait pas cohérent de pousser les ZNI vers plus d'autonomie énergétique, d'y ajouter une électrification des usages et de ne pas accompagner cette transition par un cadre réglementaire adapté. L'expérience montre également qu'une obligation ou une interdiction qui s'applique à une même catégorie d'usagers est souvent mieux comprise, donc mieux acceptée, que de coûteuses incitations financières.

En toute hypothèse, la sensibilisation de tous les acteurs à ce sujet exige une implication du gestionnaire de réseau et des collectivités locales qui détiennent une compétence pour ces aménagements. Le dispositif des PPE, espace de dialogue entre l'État et les collectivités des ZNI, pourrait donc être mobilisé pour traiter ces questions, sur le modèle de ce qui est fait pour la maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Dans ce cadre, le gestionnaire de réseau devrait être étroitement associé à la planification de l'implantation des bornes de recharge, à la mise en place systématique de dispositifs de recharge pilotables et, le cas échéant, à l'adoption de réglementations locales contraignantes en matière de recharge pilotable. Des objectifs sur ces différents sujets pourraient faire l'objet d'un volet complémentaire des PPE modifiées. La Réunion apparaît engagée dans une telle voie.

<p>Recommandation n° 1. (DGEC, 2023) : Insérer dans les PPE un volet consacré au développement des bornes pilotables pour la recharge des véhicules électriques.</p>

1.2 Une évolution par étape du cadre juridique et institutionnel

1.2.1 La mise en place progressive de la péréquation tarifaire

La loi dispose que le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, que « *la mission de fourniture d'électricité consiste à assurer (...) la fourniture d'électricité sur l'ensemble du territoire, aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente* », (...) et que « *cette fourniture concourt à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation nationale des tarifs* »¹². Le législateur a donc entendu que les consommateurs des ZNI puissent bénéficier de cette péréquation tarifaire et donc obtenir les mêmes tarifs réglementés que ceux qui sont proposés aux consommateurs de l'Hexagone, ce que précise l'article R 337-19-1 du code de l'énergie¹³.

Si la justification sociale de la péréquation tarifaire pour ce qui concerne la fourniture d'électricité aux ménages n'est plus discutée aujourd'hui, il faut rappeler qu'historiquement, la notion même de péréquation tarifaire n'allait pas de soi.

En effet, les premiers réseaux électriques sont demeurés assez longtemps circonscrits à un périmètre étroit, le plus souvent communal. Du fait des contraintes techniques qui limitaient davantage qu'aujourd'hui les possibilités de transport de l'électricité sur de grandes distances, les premiers réseaux se sont développés dans des îlots selon, le plus souvent, une logique consistant à associer une centrale hydraulique ou thermique et un réseau de distribution s'étendant sur quelques quartiers d'une ville.

La généralisation des moyens de production nécessitant des investissements très importants qui dépassaient les besoins locaux, comme les barrages hydroélectriques construits dans les années cinquante et soixante puis le parc électronucléaire dont le principe a été arrêté au début de la décennie suivante, s'est accompagnée de la construction d'un réseau de transport plus dense qui a remis en cause le caractère local du service public de l'électricité et a conduit à une approche tenant compte du caractère national de ces investissements, au surplus portés par une entreprise nationale en monopole.

Dans ce cadre nouveau, la péréquation tarifaire prenait tout son sens tout en faisant apparaître le handicap des ZNI qui ne pouvaient, du fait de leur situation géographique, bénéficier du parc de production interconnecté.

La loi n° 75-622 du 11 juillet 1975 relative à la nationalisation de l'électricité dans les départements d'outre-mer transpose ce principe de péréquation dans ces territoires. Son article 6 précise ainsi que : « *Les tarifs de vente de l'énergie électrique en haute tension ou en basse*

¹² Article L 121-5 du code de l'énergie

¹³ L'article R 337-19-1 issu du décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015 précise que « *Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères* ».

tension dans les départements d'outre-mer seront progressivement alignés sur ceux de la métropole, l'unification totale devant être réalisée dans un délai maximum de sept années ».

En inscrivant le principe de péréquation tarifaire géographique nationale dans son article 2, la loi de modernisation du service public de l'électricité du 10 février 2000 met un point final à la lente émergence d'une solidarité nationale dans le secteur électrique¹⁴.

L'existence d'un dispositif de péréquation entre les ZNI et le continent n'est pas spécifique à la France, bien au contraire. En effet, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni pour les îles Shetland, le Portugal et la Grèce ont mis en place une péréquation tarifaire avec le continent. En revanche, le périmètre de financement, réparti entre consommateurs et contribuables, varie d'un État à l'autre.

En vertu du principe de péréquation à l'échelle nationale, les consommateurs paient un niveau de facture d'électricité identique à celui de la France continentale : les surcoûts structurels entre coûts de production et recettes tarifaires des fournisseurs historiques sont compensés au titre des charges de service public de l'énergie (SPE). Depuis 2015, leur financement repose sur les contribuables via le budget de l'État.

Précision terminologique sur le terme CSPE¹⁵

Depuis la réforme entrée en vigueur en 2016, l'acronyme **CSPE** est équivoque. Selon le contexte, il peut renvoyer soit à la notion de contribution au service public de l'énergie (ancien modèle de contribution destinée à un emploi direct ou depuis 2016 la nouvelle taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité qui a repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité »), soit aux charges de service public elles-mêmes.

Afin de clarifier ce point, le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité recommande de parler respectivement de « **l'ancienne CSPE** », pour le régime existant jusque 2015, et de « **TICFE** » pour la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ayant désormais repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité ». L'usage de l'acronyme « CSPE » est à proscrire pour les charges de service public de l'énergie, pour lesquelles il est possible de parler des « **charges SPE** ».

1.2.2 Un cadre juridique dérogatoire

1.2.2.1 Le cadre juridique national et européen

Le cadre juridique dérogatoire qui s'applique aux ZNI fait de celles-ci des survivances du modèle d'organisation du système électrique antérieur à l'ouverture du marché électrique à la concurrence dans l'UE.

¹⁴ À Mayotte, la mise en œuvre complète de la péréquation tarifaire ne date toutefois que de 2007 et de 2020 à Wallis et Futuna.

¹⁵ Extrait du rapport annuel 2020 du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité

La mention de zones non interconnectées figure pour la première fois dans la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prise afin de transposer en droit français la directive européenne de 1996.

Le droit européen pose des exceptions aux règles du marché intérieur de l'électricité¹⁶. Il avait déjà prévu la possibilité pour les États membres pouvant démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de leurs « *petits réseaux isolés* » de bénéficier de dérogations à ces règles communes. La directive européenne n°2019/944 du 5 juin 2019 a défini une classification supplémentaire, celle de « *petit réseau connecté* » permettant également de telles dérogations.

Ces dérogations concernent principalement les règles qui imposent la séparation stricte des activités de production, de fourniture et de gestion du réseau de transport d'électricité et l'ouverture du marché de la fourniture à la concurrence. Seule la production d'électricité est ainsi ouverte à la concurrence.

1.2.2.2 Le cas de la Corse

La Corse est considérée en droit français comme une ZNI, implicitement comme un « petit réseau isolé » au sens du droit européen jusqu'en 2019 alors même que l'interconnexion de son réseau avec celui de la Sardaigne¹⁷, lui-même relié au réseau italien continental, aboutit à ce que la part de la consommation électrique annuelle transitant par cette liaison dépassait très largement le plafond de 5% fixé par la directive n°2003/54/CE du 26 juin 2003.

La nouvelle directive européenne n°2019/944 du 5 juin 2019 ayant défini une classification supplémentaire, celle de « petit réseau connecté », la France a demandé à la Commission européenne que la Corse relève de cette catégorie. En cas de réponse favorable, ceci lui permettrait de continuer à bénéficier de dérogations par rapport au fonctionnement du marché européen continental, a minima durant une certaine durée.

Comme il apparaît dans le graphique n°1, de toutes les ZNI, c'est en Corse que le coût de production de l'électricité est le plus faible (cf. supra). Mais il s'agit en réalité d'un coût de

¹⁶ Figure également dans la directive n°2009/72/CE la notion de « micro réseau isolé ». Dans cette directive, un « petit réseau isolé » qui désigne « tout réseau qui a une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996 et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle ». Un « micro réseau isolé » désigne « tout réseau qui a eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996, et qui n'est pas connecté à d'autres réseaux. La directive n°2019/944 précise qu'un « petit réseau connecté » est un réseau qui avait une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité supérieure à 5 % de sa consommation annuelle.

¹⁷ Il existe deux interconnexions entre la Corse et la Sardaigne : une ligne SARCO d'une capacité de 100 MW qui transporte du courant alternatif, l'électricité pouvant être injectée directement sur le réseau corse depuis 2006 et une autre dite SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) d'une capacité de 300 MW qui transporte du courant continu qui est transformé en courant alternatif dans la station de conversion située à Lucciana mis en service en 1985. Le gestionnaire du réseau corse peut prélever 50 MW sur cette ligne. Un projet de renouvellement et de redimensionnement de cette ligne figure depuis 2015 dans la PPE de la Corse. Une fois que le projet conduit par EDF et Terna aura été mené à bien, le gestionnaire du réseau corse pourra prélever 100 MW, la capacité de la ligne étant portée à 400 MW. L'achèvement du projet est prévu pour 2025. Pour la partie française, le coût du projet a été estimé en 2019 à 270 M€ dont 130 pour la construction de la nouvelle station de conversion et 140 pour le renouvellement des réseaux câblés en mer et sur terre.

revient de l'électricité injectée sur le réseau. En 2021, 17,8% de la consommation électrique de la Corse a ainsi été importée de Sardaigne et 9 % depuis l'Italie continentale. En raison de la présence de deux centrales thermiques à charbon en Sardaigne, cette électricité présente l'inconvénient d'être fortement carbonée. Ces importations étant réalisées lorsque le coût de l'électricité importée est plus faible que celui de la production locale, elles diminuent le coût de revient moyen de l'électricité injectée sur le réseau corse.

Le cas de la Corse illustre ainsi l'avantage résultant d'une interconnexion avec un autre réseau de taille substantielle : l'importation d'électricité est préférable lorsque le prix de l'électricité importée est plus bas que le coût local de production et permet d'éviter d'investir dans de nouvelles capacités nécessaires pour couvrir la période de pointe.

En 2021, le soutien à la ZNI Corse a atteint 371,2 M€, dont 275 M€ au titre des mécanismes de solidarité prenant en charge les surcoûts de production et d'achats d'électricité issus des seules énergie fossiles¹⁸. Au titre de 2022, l'estimation de la CRE atteint un montant de 530 M€, dont 404 M€ au titre des mécanismes de solidarité relatifs aux surcoûts de production et d'achats d'électricité issus d'énergies fossiles. Pour 2023, l'estimation de la CRE atteint les montants respectifs de 474,3 M€ et 353,3 M€¹⁹.

L'évolution technologique relative aux câbles électriques et de la pose de ces derniers a rendu possible des projets d'interconnexions électriques sous-marines à très haute tension sur des distances et des profondeurs de plus en plus grandes. De nombreux projets ont ainsi vu le jour, particulièrement dans l'est du bassin méditerranéen, où les projets et réalisations se multiplient (Cf. Annexe 1). Parmi eux, l'interconnexion achevée entre la Crête et le Péloponnèse (135 km de câble sous-marin) et celle en cours entre la Crête et l'Attique sont éclairants. S'agissant de la seconde pour laquelle un premier câble sous-marin de 500 MW a été posé (le second de 500 MW sera mis en service en 2024), le projet d'un montant total d'environ 1 Md€ doit permettre d'économiser 550 M€ par an tout en réduisant les émissions de CO2 de la Grèce en raison de l'arrêt de centrales à charbon et au fioul.

La question d'une liaison directe de la Corse au réseau continental français peut donc être posée, la distance ne constituant pas un obstacle réel. Il semble qu'une telle liaison n'ait jamais été étudiée au cours des dernières décennies, alors même que le coût de l'étude pourrait figurer parmi les dépenses compensables au titre des charges de service public.

Une telle interconnexion ne se substituerait pas à la production locale, indispensable en cas d'avarie ou en période d'entretien d'un câble, mais elle viendrait la compléter et renforcerait le dispositif d'interconnexion passant par la Sardaigne qui conduit à importer de l'énergie carbonée. L'interconnexion avec le réseau hexagonal pourrait notamment permettre d'absorber, sans investissements disproportionnés dans des nouveaux moyens de production, la pointe estivale qui sera plus marquée à l'avenir avec le développement des véhicules électriques et de la climatisation.

Un tel projet étant long à mettre en œuvre alors que le statut dérogatoire de « petit réseau non connecté » demeurera vraisemblablement précaire en raison de la suppression de nombreuses ZNI dans l'Union Européenne au fur et à mesure du développement des interconnexions, la Cour recommande qu'un projet d'interconnexion entre la Corse et le réseau

¹⁸ Délibération du 3 novembre 2022 de la CRE, Annexe 1 page 28.

¹⁹ Les montants prévisionnels pour 2022 et 2023 figurent dans l'annexe n°1 de la délibération de la CRE du 13 juillet 2022.

hexagonal soit étudié sans tarder, en vue d'une mise en œuvre à l'horizon 2040 et que cette étude soit inscrite dans la PPE de la Corse.

Recommandation n° 2. (DGEC, 2025) : Dans le cadre de la PPE de la Corse, étudier un projet d'interconnexion à terme entre la Corse et le réseau continental, en complément de moyens de production locaux.

1.2.3 Les tarifs réglementés dans le cadre de la péréquation

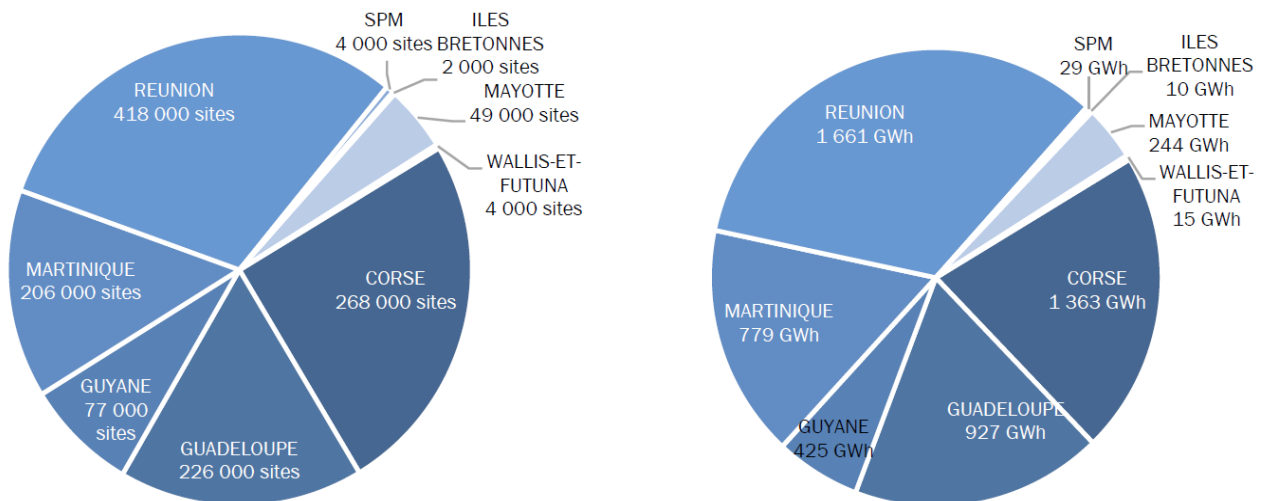
1.2.3.1 La péréquation tarifaire pour les ménages

La péréquation tarifaire proprement dite, c'est-à-dire l'alignement du prix en ZNI sur celui pratiqué en zone continentale, ne vaut que pour les ménages qui sont, de ce point de vue considérés comme des usagers d'un service public national au même titre que leurs compatriotes continentaux.

Ainsi, pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels de la métropole continentale s'appliquent.

Le graphique ci-dessous montre la répartition des bénéficiaires en nombre et en consommation électrique.

Graphique n° 8 : Répartition 2020 par ZNI pour les clients en TRVE Bleu (moins de 36 kVA) en nombre de sites et en consommation



Source : CRE

1.2.3.2 Les différents tarifs pour les professionnels

Les tarifs Vert (gros industriels) et Jaune (petits industriels) ont été maintenus en ZNI. Leur dénomination varie selon les zones. Il existe ainsi des tarifs Vert et Jaune en Corse alors que les territoires ultramarins fonctionnent avec des tarifs Vert et « Bleu plus ».

Si le dispositif des TRV Bleu n'appelle pas d'observations puisqu'il reprend le tarif général applicable sur l'ensemble du territoire national, la construction des tarifs Vert, Bleu Plus (Outre-Mer) et Jaune (Corse) est plus incertaine puisqu'ils n'ont plus d'équivalents dans l'Hexagone, ce qui rend la notion de péréquation tarifaire beaucoup moins claire.

En application de l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie, les tarifs réglementés professionnels évoluent par catégorie tarifaire « *dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale* ». Cette règle n'est pas équivalente à une péréquation et il paraît difficile d'en cerner l'application pratique lorsque les prix de marché s'éloignent significativement des coûts moyens de production nationaux, ce qui a été le cas en 2021 et 2022.

Les TRV Vert, Jaune et Bleu Plus sont en fait construits comme des tarifs administrés à partir de la méthode d'empilement des coûts (énergie, capacité, acheminement, commercialisation et rémunération normale) avec une référence aux prix pratiqués sur le marché continental qui ne traduit pas un objectif de « péréquation ».

Les dernières augmentations tarifaires décidées par la CRE au 1^{er} août 2022 ne permettent pas de comprendre comment est utilisée la règle de l'évolution « *dans les mêmes proportions* » qu'en France continentale. Ainsi, la dernière hausse a été, en août 2022, de + 5,7 % HT pour les tarifs Jaune et Bleu Plus et de + 13,1 % HT pour les tarifs Vert, en ZNI. Elles ne reflètent pas l'état du marché européen et ne traduisent donc pas une évolution « *dans les mêmes proportions* » que les contrats d'électricité des clients professionnels en métropole, sans préjudice des différents dispositifs de « bouclier ».

Cette situation n'appelle en soi pas de critique. Les ZNI sont des territoires économiquement fragiles et le maintien d'une forme de péréquation avec des prix continentaux calés sur les coûts de production nationaux n'est pas anormale. On verrait d'ailleurs mal l'intérêt de leur imposer les hausses des prix européens. Toutefois, l'objectif poursuivi par les TRV professionnels mériterait d'être clarifié au regard de leur modalités de détermination et du coût en découlant pour les finances publiques.

1.2.4 Des outils complexes associant État, collectivités et opérateurs

1.2.4.1 Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE)

La programmation pluriannuelle de l'énergie des ZNI est un instrument créé par la LTECV de 2015. Quelques modalités ont été complétées par décret en 2016²⁰. Le code de l'énergie prévoit que les ZNI faisant l'objet d'une PPE sont la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna.

Ces PPE précisent les objectifs de politique énergétique et identifient les enjeux et les risques pour orienter les travaux des différents acteurs des ZNI. Elles fixent notamment les trajectoires de développement des filières renouvelables à différents horizons temporels. La particularité de ces instruments est de faire l'objet d'une co-élaboration entre les services déconcentrés de l'État et les collectivités concernées, avant d'être ensuite validés par décret.

Les PPE s'appuient notamment sur le bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité préparé par le gestionnaire de réseau. Chaque PPE est révisée au moins tous les cinq ans pour deux périodes de cinq ans et, le cas échéant, les années restant à courir de la période pendant laquelle intervient la révision. Elle peut faire l'objet d'une « révision simplifiée » à l'initiative du gouvernement ou du président de la collectivité. Le code de l'énergie précise que cette révision simplifiée ne doit pas modifier l'économie générale de la PPE initiale, notamment « *au regard de leur impact sur les ressources publiques* », et elle doit porter sur la même période.

Les PPE des ZNI couvrent de nombreux domaines. Une première série concerne des sujets qui, sur le continent, sont identiques à ceux de la PPE nationale²¹ et relatifs :

- « *A la sécurité d'approvisionnement* » (...);
- « *A l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile* » (...);
- « *Au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération* » (...);
- « *Au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie* » (...);

S'y ajoutent des volets spécifiques aux ZNI²² relatifs :

- « *A la sécurité d'approvisionnement en carburants et à la baisse de la consommation d'énergie primaire fossile dans le secteur des transports* » ;
- « *A la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ce volet définit les critères de sûreté du système énergétique* » (...)²³ ;

²⁰ Décret n°2016-1098 du 11 août 2016 relatif aux modalités d'évaluation et de révision simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

²¹ Article L. 141-2 du code de l'énergie, cité par l'article L.141-5-I.

²² Article L.141-5-II du code de l'énergie.

²³ S'y ajoutent, pour la Guyane, des précisions sur « les actions mises en œuvre pour donner accès à l'électricité aux habitations non raccordées à un réseau public d'électricité ainsi que les investissements dans les installations de production d'électricité de proximité ».

- « *Au soutien des énergies renouvelables et de récupération mettant en œuvre une énergie stable. La biomasse fait l'objet d'un plan de développement distinct qui identifie les gisements par type de biomasse valorisable et les actions nécessaires pour exploiter ceux pouvant faire l'objet d'une valorisation énergétique, tout en limitant les conflits d'usage* » ;
- « *Au développement équilibré des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire, des réseaux, de l'effacement de consommation, du stockage et du pilotage de la demande d'électricité* » (...).

Le code de l'énergie ajoute que la PPE précise les enjeux de développement des filières industrielles sur les territoires, de mobilisation des ressources énergétiques locales et de création d'emplois.

Enfin, les PPE des ZNI doivent fixer, le cas échéant la date d'application des obligations de l'État et des collectivités concernant leurs parcs de véhicules, les objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, et les objectifs de développement des véhicules à faibles émissions dans les flottes de véhicules publiques.

Le nombre et l'importance des sujets traités, de la décarbonation de la production électrique et des transports à la maîtrise de l'énergie en passant par la question agricole de la production de biomasse locale, donne aux PPE un rôle central tout en limitant le cadre de négociation à l'État et aux collectivités locales, les opérateurs techniques, le gestionnaire de réseau et la CRE étant cantonnés en théorie à un rôle de conseil alors que la prise en compte de leurs points de vue sur les sujets qui les concernent directement est essentielle pour la réussite de la négociation puis de la mise en œuvre des PPE.

1.2.4.2 Les opérateurs historiques et les administrations de l'État

Une des particularités du cadre institutionnel dans les ZNI est l'absence de séparation complète des activités de production et de gestionnaire de réseau, qui confère un rôle particulier à EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)²⁴ dans ces territoires, sauf à Mayotte où il incombe à Électricité de Mayotte (EDM), et, à Wallis et Futuna, à Eau et Électricité de Wallis et Futuna (EEWF, filiale du groupe Engie).

EDF SEI est en situation de monopole pour ce qui concerne la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. En revanche, l'activité de production est partagée entre (i) EDF SEI qui continue à exploiter le parc historique de production qui lui appartient (environ 26 % de l'énergie produite en 2020) et (ii) des producteurs tiers comme EDF PEI²⁵, Albioma, Voltalia, Akuo, TotalEnergies, Corsica Sole, etc. Au total, en ZNI, EDF SEI gère près de 9 000 contrats d'obligation d'achat en tant qu'acheteur unique.

Les directives de libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, tout en imposant la séparation des activités de gestionnaire de réseau des activités de production et de

²⁴ EDF SEI est la direction d'EDF SA qui, en tant qu'opérateur intégré, produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité dans toutes les ZNI autres que Mayotte. Elle gère 36 500 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès de 1,2 million de consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDF SEI s'élevait à 8,6 TWh.

²⁵ EDF Production Électrique Insulaire, filiale à 100 % d'EDF SA.

commercialisation, prévoient des dérogations pour les petits systèmes isolés comme les ZNI. La CRE assure une mission de contrôle des comptes et des activités d'EDF-SEI ainsi que sur toute la chaîne d'activités : les contrats d'achat de gré à gré sont audités et validés par la CRE, l'activité de réseaux fait l'objet d'une tarification *ad hoc* (TURPE) définie par la CRE et, en l'absence de marché, cette dernière fixe les tarifs réglementés de vente.

Dans les ZNI, le gestionnaire de réseau est chargé par le code de l'énergie de définir le bilan prévisionnel qui établit, territoire par territoire, les besoins en matière de sécurité d'approvisionnement. Ce bilan fournit une des bases de travail pour préparer les PPE.

Certains acteurs considèrent que cette situation particulière pourrait poser la question de l'indépendance du gestionnaire de réseau puisque le bilan prévisionnel définit des dimensionnements de moyens de production et des besoins d'équilibrage du système, ce qui pourrait affecter leurs projets de développement. Pour cette raison, le rapport IGF-CGEDD de 2017 avait recommandé de distinguer les fonctions de gestionnaire de réseau et d'opérateur de production dans les ZNI. Ce n'est pas l'option qui a été retenue par le Gouvernement. La réponse privilégiée a été de confier davantage de pouvoir à la CRE, qui est saisie des projets de PPE pour évaluer les besoins et les solutions retenues.

Au sein des administrations centrales, la DGEC a un rôle moteur. La présence d'un conseiller ZNI auprès du directeur général permet une bonne prise en compte des questions concernant les ZNI à cet échelon, ainsi qu'un appui efficace auprès des administrations déconcentrées. Pour limiter tout risque de centralisation, de personnalisation de cette fonction et de perte de mémoire en cas de changement de titulaire, la DGEC indique veiller à renforcer le partage d'information avec la sous-direction en charge du système électrique et des énergies renouvelables et à faire en sorte que les DEAL aient une vision exhaustive des enjeux énergétiques de leur territoire.

Dans les autres administrations centrales concernées, la spécificité des questions liées aux ZNI n'est pas toujours bien identifiée et il pourrait être utile d'y nommer un référent en charge des ZNI. Cela pourrait être le cas notamment à la direction générale des Outremer (DGOM), à la direction générale des infrastructures, des transports et de la mer (DGTIM) et à la direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN).

1.2.4.3 Le rôle de la CRE

La CRE s'est vue confier par la loi un nombre croissant de missions liées au soutien aux ZNI. L'introduction en 2014 au sein de son collège d'un commissaire nommé « en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées » (sur proposition du ministre chargé de l'outre-mer), témoigne de l'ampleur qu'a pris ce sujet au sein des activités de la CRE. Deux missions principales de la CRE peuvent être distinguées concernant les ZNI.

S'agissant des conséquences de la péréquation, la CRE fixe chaque année les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) qui s'appliquent dans les ZNI et évalue, en conséquence, le montant des charges prévisionnelles de service public de l'énergie à financer pour l'année suivante. Ces charges comprennent les surcoûts de production et les surcoûts d'achat au titre de la péréquation tarifaire, les coûts des actions de maîtrise de la demande en énergie, les coûts d'unités de stockage d'énergie (tous supportés par EDF SEI, EDM et EEWf) et les coûts des études en vue de projets d'approvisionnement énergétique.

S'agissant de l'évolution du parc de production, elle évalue le niveau de compensation dont pourront bénéficier les producteurs dans le cadre des contrats de gré à gré. Pour cela, elle calcule le coût normal et complet (CNC) des projets d'unités des producteurs²⁶, ainsi que la compensation des actions de maîtrise de la consommation et des installations de stockage²⁷.

Enfin, la CRE joue un rôle non négligeable dans l'élaboration des PPE même si elle n'est pas partie prenante au dispositif de négociation. Il s'agit notamment pour elle de prévenir tout risque de surcapacités résultant de la mise en service de projets développés par EDF PEI à la fin des années 2000 et de l'introduction croissante d'énergies renouvelables dans le mix des ZNI, le tout dans un contexte économique et démographique souvent peu dynamique. La CRE s'est dotée d'un outil informatique important qui lui permet d'être le seul acteur de la politique des ZNI capable d'analyser les bilans prévisionnels établis par EDF SEI.

Cet outil lui permet aussi de remettre en question le dimensionnement des nouveaux moyens de production, afin d'éviter des coûts échoués. Ainsi, en Corse, elle a critiqué la technologie proposée (dont le régime de production envisagé permettait difficilement d'amortir coûts d'investissement) et le surdimensionnement de la puissance envisagée (250 MW, alors qu'une installation de 150 MW lui paraissait suffisante) pour une installation. La CRE a ainsi proposé des solutions alternatives avec des économies pour le budget de l'État comprises entre 2,4 et 2,9 Md€ sur 25 ans. En Guadeloupe, la CRE a contesté les ambitions du projet de révision de la PPE en soulignant le risque de surdimensionnement en moyens de production renouvelable (ces moyens risquaient d'être sous-appelés ou largement écrêtés, ce qui aurait conduit à un coût de production anormalement élevé ; cf. infra).

1.2.4.4 Contrats d'obligation d'achat, appels d'offres et contrats de gré-à-gré

La péréquation nationale permet de compenser les surcoûts de production dans les ZNI. Trois instruments économiques sont utilisés pour soutenir le développement de la production d'électricité dans les ZNI : l'obligation d'achat par le biais de tarifs, les appels d'offres et les contrats de gré à gré. Ces outils sont plus ou moins bien adaptés aux différentes filières selon leur degré de maturité et le niveau de concurrence existant sur leur marché.

L'obligation d'achat par le biais de tarifs est un dispositif décliné par ZNI. Un tarif garanti en €/MWh injecté est défini par arrêté pour l'installation soutenue, sur une durée de 15 à 25 ans. Cet instrument est privilégié pour les filières pour lesquelles les coûts sont suffisamment connus et homogènes d'un projet à l'autre. Il concerne aujourd'hui les installations photovoltaïques de faible puissance²⁸ et les projets éoliens. L'obligation d'achat s'inscrit dans les objectifs fixés par les PPE de chaque territoire. Les projets d'arrêtés tarifaires font l'objet d'un avis de la CRE.

²⁶ Le CNC, définie par la CRE, correspond au coût de production et d'exploitation d'une unité de production permettant de répondre à un objectif de politique énergétique prévu par la PPE.

²⁷ Dans les ZNI, qui ne bénéficient pas de la résilience du réseau métropolitain, l'impact de la variabilité des énergies renouvelables est plus grand. Le stockage permet d'augmenter le seuil d'injection instantanée qui était jusqu'ici forfaitairement fixé à 30 %. Pour en assurer le développement, la loi prévoit, depuis 2012, que les ouvrages de stockage centralisés pilotés par le gestionnaire de réseau peuvent être financés au titre des charges de service public de l'énergie dans la limite des surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter.

²⁸ Actuellement moins de 100kWc. Il est prévu que cette limite soit prochainement portée à 500kWc.

Dans le cas des appels d'offres, les lauréats bénéficient d'un contrat d'achat pour leur production sur une période définie et à leur prix de soumission en €/MWh injecté. Cet instrument est adapté aux filières pour lesquelles le niveau de concurrence est suffisamment élevé, critère aujourd'hui satisfait par les installations photovoltaïques de grande taille. L'obligation d'achat s'inscrit dans les objectifs fixés par les PPE de chaque territoire et fait l'objet d'un suivi strict de cohérence, la CRE se chargeant de l'instruction des procédures d'appel d'offres. Depuis 2015, cinq appels d'offres ont été lancés dans les ZNI, portant sur des installations photovoltaïques.

Enfin, les contrats de gré à gré sont utilisés dans tous les autres cas, c'est-à-dire pour les filières biomasse, géothermie et thermique (diesel, charbon...) ; ils peuvent aussi concerner la prolongation de l'exploitation d'un parc éolien à la suite d'un contrat d'obligation d'achat. Ils sont conclus, après validation par la CRE, entre le porteur de projet et l'opérateur historique. Pour accorder un contrat de gré à gré, la CRE s'assure de sa conformité aux objectifs énoncés dans la PPE. Elle évalue également sa pertinence économique au regard des alternatives existantes, conformément aux recommandations du rapport IGF-CGEDD de 2017 sur les ZNI. La CRE analyse au cas par cas le coût « normal et complet » (CNC) des installations, selon une méthodologie publique.

La compensation d'une installation soutenue par ce type de contrat est constituée d'une part fixe qui rémunère le capital investi et couvre les charges fixes d'exploitation, et d'une part variable qui couvre les charges variables d'exploitation. Environ 60 moyens de production d'électricité bénéficient aujourd'hui d'un contrat de gré-à-gré dans les ZNI. Depuis 2015, la CRE a validé en gré à gré 24 installations de production d'électricité (de puissance supérieure ou égale à 5 MW), et 13 projets de stockage d'électricité dans le cadre de deux guichets ouverts en 2018 et 2019.

En 2006, le taux de rémunération des capitaux investis dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI est passé de 7,5% à 11%²⁹. Au cours des années suivantes, ce système de taux uniforme pour toutes les ZNI et relativement élevé a révélé de sérieux inconvénients. Il a notamment entraîné, sur la période 2006-2013, une hausse des charges de service public de l'énergie de 257 M€, tout en empêchant de prendre en compte la diversité des technologies et les spécificités géographiques et climatiques des ZNI. En 2017, la mission IGF-CGEDD-CGE a recommandé « *une révision du taux de rémunération des capitaux investis, dont la fixation et la révision périodique pourraient être confiées à la CRE, dans un cadre qui devrait tenir compte de l'évolution des taux de refinancement et des conditions locales d'investissement* », ainsi qu'un ajustement de l'assiette des capitaux concernés.

En 2020, un nouveau dispositif a été adopté par le gouvernement³⁰. Il s'applique à la production d'électricité, au stockage et à la MDE. Désormais, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé est fixé, pour chaque projet, par arrêté du ministre chargé de l'énergie. Le calcul du taux vise notamment à mieux prendre en compte les particularités des différents territoires et les caractéristiques des projets. Il conviendra de vérifier si cette nouvelle structure de rémunération reste incitative pour les porteurs des projets et pour le maintien de

²⁹ Arrêté du 23 mars 2006, pris à la suite de la n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (prévoyant que les conditions de rémunération du capital immobilisé seraient définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

³⁰ Arrêté du 06/04/2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées.

l'équilibre du système électrique dans les territoires. D'après EDF SEI, cela risque de ne pas être le cas.

Dans le prolongement de cet arrêté d'avril 2020, la CRE a actualisé sa méthodologie de 2015 en décembre 2020 pour préciser sa méthode de calcul de la rémunération et pour actualiser l'assiette des investissements à prendre en compte. D'après EDF SEI, cette méthodologie est pertinente pour de petits projets classiques mais non pour des projets d'une taille significative, notamment parce qu'elle ne prend pas assez en compte les divers aléas pesant sur la rémunération des contrats.

Les effets potentiellement bénéfiques pour les finances publiques de cette réforme de 2020 n'apparaîtront que progressivement car ses modalités ne s'appliquent qu'aux nouvelles installations. La CRE est chargée par l'arrêté de 2020 d'établir un rapport de mise en œuvre tous les cinq ans à partir de 2023.

1.2.4.5 Des actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) à développer

La maîtrise de la demande d'électricité (MDE) consiste à mettre en place des actions permettant de réduire le recours aux moyens de production les plus carbonés, limiter les investissements futurs et éviter les émissions de CO₂, particulièrement dans les territoires au mix très carboné. Depuis 2013, le coût de ces actions est financé par les charges de service public de l'énergie. En janvier 2019, la CRE a approuvé un plan d'aides à l'investissement de 534 M€ sur cinq ans. En 2019 et 2020, plus de 172 M€ ont été mobilisés, permettant chaque année d'économiser 330 GWh et d'éviter le rejet de 216 000 tonnes de CO₂. Sur les trente prochaines années, 831 M€ d'économies devraient ainsi être réalisés sur les charges de service public de l'énergie, d'après la CRE³¹.

Pour encadrer le dispositif de la MDE, la CRE a mis en place des méthodologies spécifiques : en 2015 pour les projets d'infrastructures (supérieurs à un million d'euros) et en 2017 pour les « petites » actions (promotion des ampoules basse consommation, remplacement de parcs de chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, etc.). Pour les petites actions de MDE, chaque ZNI doit constituer un comité MDE et élaborer un plan stratégique de déploiement des actions, appelé « cadre territorial de compensation ». Validés par la CRE, ces documents précisent, pour une période de cinq ans à partir de 2019, la nature et les caractéristiques des actions retenues ainsi que le montant maximal des aides financées par les charges de service public de l'énergie. Les aides s'adressent aux particuliers, entreprises et collectivités locales.

D'abord réservée au fournisseur historique de chaque ZNI, cette disposition a été étendue aux collectivités et aux opérateurs publics en 2020. Mais la participation financière des acteurs autres que le fournisseur historique reste limitée. Aucun opérateur n'a déclaré de charges au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour les années 2021, 2022 et 2023. Comme le regrette la CRE, le montant total des participations tierces a même tendance à diminuer.

Enfin, la CRE a publié des bilans des cadres territoriaux pour les années 2019 et 2020 qui décrivent les résultats positifs engrangés mais aussi les retards et perturbations entraînés par

³¹ Rapport annuel 2021 de la CRE.

la crise du Covid et le manque critiquable de communication des comités MDE à l'attention du public en Guyane et en Corse, qui empêche une bonne appropriation de ce dispositif par les consommateurs.

Pour l'année 2021, les actions MDE réalisées en 2021 et financées par les charges de service public de l'énergie ont représenté un montant total de 78,9 M€. Elles devraient permettre d'éviter 521,3 M€ de surcoûts de production, engendrant ainsi une économie nette de charges de service public de l'énergie de 442,4 M€ sur la durée de vie des dispositifs de MDE – qui s'étalent de 3 à 30 ans.

La majeure partie des actions de MDE sont prises en charge par EDF SEI. Entre 2017 et 2021, elles ont permis une augmentation de 75% des coûts évités de charges de service public de l'énergie, avec une économie nette progressant de 63%, d'après EDF SEI. Toutefois, leur efficacité (rapport entre les charges de SPE évitées et les charges de SPE consacrées à ces actions) est en baisse.

Cette diminution s'explique, selon EDF SEI, par une prédominance des volumes des actions vers les clients particuliers, notamment précaires, fortement accompagnés ces trois dernières années (74% des coûts évités avec une efficacité moyenne de l'ordre de 2), par rapport aux actions vers les clients entreprises (26% des coûts évités avec une efficacité moyenne de l'ordre de 4,3). Il serait rationnel économiquement de focaliser l'effort de MDE sur les actions où son efficacité en termes d'économies de charges de SPE est la plus forte, c'est-à-dire les actions vers les entreprises.

Recommandation n° 3. (CRE, 2023) : Focaliser l'effort de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI sur les actions les plus efficaces des entreprises

1.2.4.6 Des outils complémentaires

Deux autres outils contribuent au soutien aux ZNI mais dans des proportions plus modestes que ceux mobilisés notamment au travers des PPE : le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) et le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Les crédits du Facé concernant les ZNI représentent 8,5 M€ au PLF 2023 (soit 2,4% du budget du Facé), en augmentation de 2 M€ par rapport à 2022. Ils visent à soutenir des actions situées dans les ZNI afin de « *favoriser la production d'électricité via les énergies renouvelables, en évitant des extensions trop coûteuses du réseau de distribution* ».

Le rapport de la Cour sur le Facé publié en septembre 2022 constate que plusieurs de ses préconisations de 2017 ont été mises en œuvre³². Mais il déplore des résultats décevants au regard de moyens financiers alloués. La Cour relève notamment des niveaux extrêmement faibles de consommation des enveloppes spécifiques du programme 794 consacrées aux ZNI ou aux actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Elle explique ces difficultés à mobiliser puis à utiliser les crédits du Facé notamment par le manque d'ingénierie de certains

³² *Le Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale*, Relevé d'observations définitives de la Cour des comptes n°S2022-1005. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-financement-des-aides-aux-collectivites-pour-lelectrification-rurale>.

syndicats, en particulier à Mayotte et en Guyane. Elle estime que l'effet de levier des aides du Facé n'est pas suffisant à lui seul pour déclencher les opérations particulières d'extension, de modernisation et de renforcement du réseau de distribution dont ont besoin les territoires ultramarins.

S'agissant du FPE, créé par la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, il a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité entre les différentes concessions présentes sur le territoire national. Il vise ainsi à assurer la couverture de certains coûts des concessions les moins rentables, en pratique celles qui se situent en zone rurale. EDF SEI considère la rémunération issue du FPE déterminante pour la réalisation des investissements nécessaires dans les réseaux ultra-marins. Le code de l'énergie prévoit que les charges liées à la gestion des réseaux dans les ZNI puissent être intégrées dans le mécanisme de la péréquation. En 2017, EDF SEI et EDM ont demandé leur intégration au FPE. La CRE a fixé le niveau de leur dotation et le cadre de régulation pour deux périodes : 2018-2021 puis 2022-2025. Les dotations annuelles d'EDF SEI et EDM sont résumées dans le tableau suivant³³.

Tableau n° 5 : Dotations d'EDF SEI et EDM au FPE sur les périodes 2018-21 et 2022-25

Dotations (M€)	Réalisé				Prévisionnel			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EDF SEI	181,9	189,5	188,1	183,2	171,8	189,1	192,8	186,1
EDM	10,877	15,607	15,331	18,574	22,486	24,795	27,515	29,708
Total	192,8	205,1	203,4	201,8	194,3	213,9	220,3	215,8

Source : CRE

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le législateur a généralisé dans les ZNI la péréquation tarifaire nationale ce qui permet à leurs habitants de bénéficier de tarifs de l'électricité identiques à ceux de l'Hexagone, alors que les coûts de production y sont localement beaucoup plus élevés, entraînant des charges de service public importantes, supportées par le budget de l'État.

Le droit européen autorise pour ces territoires des exceptions aux règles du marché intérieur de l'électricité, notamment s'agissant de la séparation stricte des activités de production, de fourniture et de gestion du réseau de transport d'électricité et du maintien de tarifs réglementés pour les entreprises.

L'électricité produite dans les ZNI présente la double particularité, par rapport à l'Hexagone, d'être encore très carbonée, tout en comportant, pour plusieurs d'entre elles, une part élevée de production d'origine renouvelable.

³³ La méthode utilisée pour définir ces dotations s'inspire de celle du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution (TURPE). Les opérateurs soumettent à la CRE un dossier de demande tarifaire comportant leurs prévisions de charges. Après avoir réalisé un audit et, le cas échéant, ajusté ces prévisions, la CRE détermine le niveau des charges à couvrir pour la période considérée.

La qualité du service, mesurée par le temps d'interruption de fourniture d'électricité, est globalement satisfaisante dans ces territoires.

Les particularités géographiques des ZNI rendent toutefois l'équilibre de leurs réseaux électriques fragile. L'intégration des EnR non pilotables et le développement de la mobilité électrique représentent un enjeu particulier pour ces zones. La poursuite probable de la forte augmentation des ventes de véhicules électriques aura un impact sur l'équilibre des réseaux électriques et créera un risque financier significatif. Il devient nécessaire d'encadrer les modalités de recharge pour préserver la stabilité des réseaux.

Les efforts de maîtrise de la demande d'électricité devraient également être renforcés, en particulier là où ils s'avèrent les plus efficaces.

2 DES OBJECTIFS AMBITIEUX MAIS PAS NECESSAIREMENT COHERENTS

2.1 Une maîtrise des coûts de moins en moins assurée

2.1.1 Des dépenses en progression constante

Les crédits budgétaires consacrés au soutien aux ZNI pour la tarification de l'électricité, ou charges de SPE, sont retracés dans le tableau ci-dessous pour ces dernières années (Cf. Annexe 2 pour leur évolution sur longue durée) :

Tableau n° 6 : Crédits budgétaires ZNI (en M€)

<i>Années</i>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Transition énergétique</i>		383,4	500,5	506,9	566,2	592,6	748,0
<i>Mécanismes de solidarité</i>		1398,3	1444,8	1486,2	1625,8	1956,6	1730,0
<i>Total Soutien dans les ZNI</i>	1686,7	1781,7	1945,3	1993,1	2192,0	2549,2	2478,0

Source : CRE

Les charges de SPE progressent en moyenne de 150 M€ par an entre 2017 et 2021, soit une augmentation de + 30% en fin de période. Si l'on tient compte des années 2022 et 2023 (prévision), on observe une hausse de 50% depuis 2017 mais l'impact du prix du pétrole est tellement massif sur 2022 que ces deux derniers exercices ne sont pas comparables à la période précédente marquée par une augmentation quasi linéaire des crédits.

On distingue, depuis 2018, les crédits affectés à la transition énergétique, qui sont de même nature que ceux supportés pour le financement des EnR au plan national, et ceux directement rattachés aux mécanismes de solidarité.

La séparation en deux lignes de crédits fait apparaître que la part du financement de la transition énergétique proprement dite représente, selon les années, entre 20% et 25% des crédits globaux affectés aux ZNI. Leur dynamisme reste modéré, +5%/an en moyenne depuis 2018, en ligne avec les mêmes dépenses de transition énergétique en zone connectée, et elles ne sont pas la cause principale de la hausse globale des crédits.

Cette répartition des crédits en deux catégories donne des informations utiles mais trouve ses limites au fur et à mesure que le mix de production évolue. Dès lors que l'objectif est celui d'un mix 100% renouvelable en 2030, le coût de la transition déterminera celui du mix

à terme. C'est en effet de la différence entre ce futur coût et celui du mix continental que découlera chaque année le montant des crédits affecté à la péréquation.

Le coût des mécanismes de péréquation représente de 75% à 80% de la charge de service public totale, et explique l'essentiel de ses variations. Ce coût dépend fortement, d'une part, des cours mondiaux des produits pétroliers (l'énergie primaire la plus utilisée dans le mix de production des ZNI), ainsi que de la parité euro/dollar, et d'autre part de l'évolution des tarifs réglementés de vente (TRV) métropolitains qui déterminent l'écart de coûts de production à combler. Les décisions politiques prises sur le bouclier tarifaire en 2023 auront ainsi un impact sensible sur les charges de péréquation. La hausse annoncée des TRV bleus devrait les faire sensiblement baisser.

On peut également noter que le coût du mix actuel comprend un coût des quotas de CO2 imputés aux productions fossiles. Pour EDF, ces coûts étaient de 58 M€ en 2021 et sont estimés à 82 M€ en 2023. Ces charges sont payées à l'État et viennent donc atténuer les charges du budget général. Lorsqu'un site passe au biocarburant, ces quotas ne sont plus payés et ne pèsent plus sur les coûts de production mais les recettes de l'État en sont diminuées d'autant.

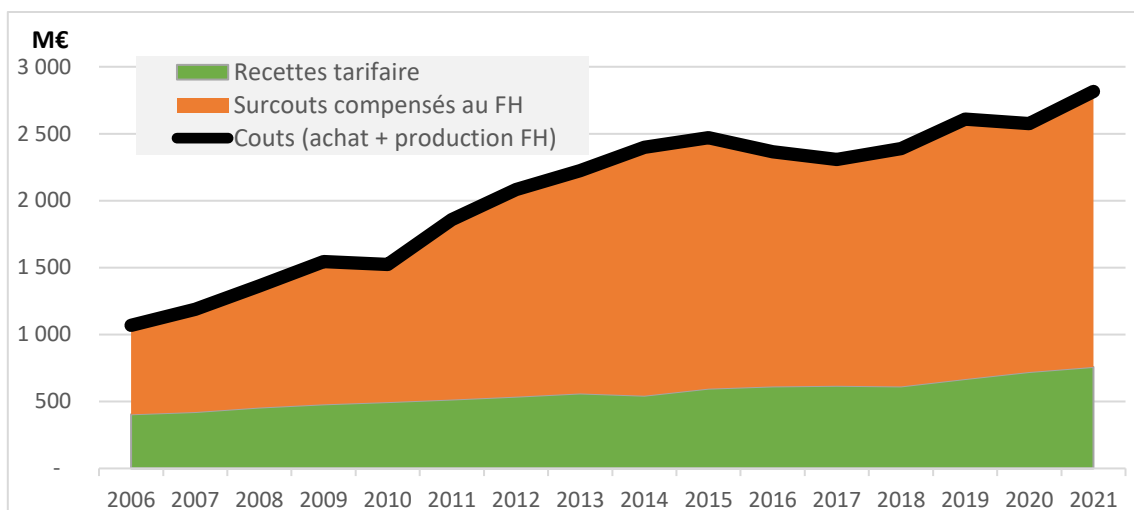
2.1.2 Une part de recettes tarifaires de plus en plus réduite

Les coûts de production en ZNI sont la somme des coûts de production propres des fournisseurs historiques et des coûts d'achat auprès des opérateurs tiers (Cf. Annexe 3).

Ces coûts augmentent beaucoup plus vite que les recettes tarifaires qui sont calées sur le coût du mix métropolitain, resté relativement stable jusqu'en 2021. Les effets de la hausse des TRV nationaux en 2022 et surtout en 2023 ne sont pas encore connus mais ils devraient aller dans le sens d'une réduction des charges de la péréquation et donc d'une meilleure couverture des coûts de production locaux par les recettes tarifaires.

La conséquence de cette évolution divergente, pour la période antérieure à 2022, est que l'écart se creuse régulièrement depuis quinze ans, à l'exception de la période 2015-2017 marquée par une forte baisse du prix du pétrole brut :

Graphique n° 9 : Évolution des coûts globaux de production d'électricité dans les ZNI (noir), financés par les recettes tarifaires (vert) et les charges de SPE (orange)



Source : CRE

2.1.3 Une connaissance insuffisante de la rentabilité des producteurs

Dès lors que les ZNI fonctionnent avec des prix d'achat de l'énergie garantis par le régulateur, il est légitime de s'interroger sur l'efficacité de cette régulation et donc sur la rentabilité des opérateurs régulés. Même si le nombre de producteurs à prendre en compte est limité, cet aspect n'est pas, à l'heure actuelle, bien documenté.

Le code de l'énergie prévoit, au a) du II de l'article R. 121-28, que « *la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de cette Commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 121-7.* ». La CRE instruit donc les projets de production d'électricité sous leurs aspects économiques et financiers et les producteurs sont rémunérés en considération de leur coût normal et complet (CNC).

L'annexe de la délibération de la CRE sur l'évaluation des charges de SPE pour 2022, largement consacrée aux ZNI (partie C, pages 15 à 31), présente les charges annoncées par les gestionnaires de réseau qui supportent les coûts d'achat de l'énergie. Les montants à verser aux producteurs sont détaillés par territoire, nature de production et nature de charges, mais sont essentiellement déclaratifs dès lors que les producteurs bénéficient, soit de prix administrés au titre de l'obligation d'achat, soit de contrats de gré à gré. La rentabilité de ces opérateurs est donc réputée avoir été auditée en amont par la méthode du CNC.

La rémunération des capitaux investis, découlant de l'arrêté ministériel du 6 avril 2020, est actuellement comprise entre 7,7 et 12,7 % en ZNI selon les risques industriels supportés. Les taux les plus élevés concernent les zones plus difficiles (Mayotte, la Guyane, Wallis et Futuna). La vérification ex post de cette rémunération n'étant pas faite systématiquement, il est difficile de savoir si les tarifs appliqués conduisent à des profits supérieurs à la rémunération cible.

Un moyen indirect pour évaluer cette rentabilité est d'examiner les comptes sociaux des entreprises régulées. Si on laisse de côté les exploitants de moyens de productions diffus (essentiellement photovoltaïques) qui bénéficient de tarifs d'obligation d'achat sans coûts variables, cela conduit à examiner la situation financière des deux grands opérateurs historiques qui exploitent des centrales supportant d'importants coûts variables et qui sont les principaux producteurs en ZNI : EDF-PEI et Albioma.

Le cas du gestionnaire de réseau, EDF-SEI, également producteur historique, est différent car cette entité n'est pas une société mais un service d'EDF qui gère à la fois le service public de transport et de distribution financé par le TURPE et les sites de production (principalement les barrages hydroélectriques). La CRE soumet donc EDF-SEI à une double procédure de contrôle et de tarification : l'audit prévisionnel des cycles tarifaires, comme pour RTE et Enedis, afin de fixer l'évolution du TURPE en fonction d'un programme d'investissements dans le réseau³⁴ et un audit de ses coûts de production (essentiellement des coûts fixes) au titre de la compensation par les charges de SPE.

Au vu des informations financières publiques, les deux principales entreprises de production en ZNI, EDF-PEI et Albioma, sont en bonne santé financière sans que les informations disponibles permettent de conclure à une rentabilité excessive des sites que ces sociétés exploitent dans les ZNI françaises, sachant que certains producteurs présents en ZNI exploitent aussi des sites à l'étranger.

L'ajustement de leurs marges pour une régulation plus exigeante de leur rentabilité dépend donc des taux de rémunération fixés par les arrêtés ministériels applicables aux investissements nouveaux. Pour permettre leur fixation au niveau adéquat, il convient que la CRE contrôle périodiquement leur niveau de rentabilité.

2.2 Une absence de vision à moyen terme

2.2.1 Un objectif d'autonomie énergétique aux conséquences incertaines

La première mention législative d'un objectif d'autonomie énergétique figure dans le projet de loi, devenue la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Il ne fixait toutefois un tel objectif daté que pour la seule Réunion. À la suite du dépôt de plusieurs amendements de parlementaires ultra-marins, a finalement été adopté ce qui est devenu l'article 56 de cette loi qui mentionne notamment : *« cette ambition pour l'outre-mer poursuit, en outre, les orientations suivantes : – dans le domaine de l'énergie : parvenir à l'autonomie énergétique, en atteignant, dès 2020, un objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte et de 50 % au minimum dans les autres collectivités ; développer les technologies de stockage de l'énergie et de gestion du réseau pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable*

³⁴ En se limitant à la période récente, un audit intermédiaire de 2017 a porté sur la trajectoire du TURPE pour le cycle 2014-2017. Un second a porté, en 2021, sur les charges réelles des exercices 2018-2020 et sur les charges prévisionnelles pour la période 2022-2025. Ces audits successifs ne font pas apparaître d'erreur significative par rapport à la trajectoire prévisionnelle des coûts.

intermittente afin de conforter l'autonomie énergétique des collectivités territoriales d'outre-mer ; développer, pour la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et La Réunion, des programmes exemplaires, spécifiques pour chacune d'elles, visant à terme l'autonomie énergétique, à l'horizon 2030 ».

Cet objectif d'autonomie énergétique ne figurait par contre pas dans le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en 2015. Il a été introduit par voie d'amendement parlementaire ajoutant aux objectifs de la politique énergétique nationale celui de : « 8- Parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020³⁵ » (8^{ème} alinéa de l'article L.100-4-I du code de l'énergie).

Ces dispositions législatives appellent plusieurs remarques :

- l'autonomie énergétique n'est pas définie ;
- l'autonomie énergétique est implicitement confondue avec le fait de disposer d'une production d'énergie à base d'énergies renouvelables ;
- le dénominateur du ratio de l'objectif intermédiaire pour 2020 n'est pas précisé, de sorte que l'on ne sait pas si le ratio désigne la part d'ENR dans la production d'électricité, ou s'il s'agit, comme mentionné dans la loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement de 2009, de la part des ENR dans la consommation finale d'énergie, ou encore de la part des ENR dans la production d'énergie primaire, auquel cas l'autonomie énergétique signifierait la fin des importations d'énergie primaire.

Dans ce dernier cas, une difficulté importante apparaîtrait dès lors que cet objectif - qui n'a d'ailleurs pas d'équivalent au plan national, ni localement pour d'autres secteurs, comme l'alimentation - s'appliquerait à l'ensemble des consommations énergétiques (électricité, transport, chaleur). Or, les ressources en énergie primaire sont limitées dans les collectivités ultramarines, à l'exception de la Guyane.

L'objectif d'autonomie énergétique a ainsi perturbé l'élaboration des PPE dans la mesure où sa logique propre peut entrer en conflit d'une part avec la maîtrise des coûts et d'autre part avec la limitation des risques de déséquilibre du réseau.

La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables du 10 mars 2023 apporte cependant plusieurs précisions utiles.

En effet, son article 19 quater modifie le 8^{ème} alinéa de l'article L.100-4-I du code de l'énergie cité ci-dessus, désormais rédigé de la façon suivante : « 8° De parvenir à l'autonomie énergétique et à un mix de production d'électricité composée à 100 % d'énergies renouvelables dans les collectivités régies par l'article 73 de la Constitution à l'horizon 2030 ».

De plus, l'article 19 bis B de cette même loi crée un article L. 141-9-1 au sein du code de l'énergie, qui dispose, notamment, que « dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de la Corse, il est possible de substituer aux énergies

³⁵ Dans l'amendement déposé par M. Serge Letchimy adopté en première lecture par l'Assemblée nationale figurait une distinction entre Mayotte et les autres départements d'outre-mer. L'objectif pour Mayotte était d'atteindre 30% d'ENR contre 50% pour les autres DOM mais le sénateur de Mayotte, M. Thani Mohamed Soilihi, a déposé un amendement (n°337) pour enlever l'objectif spécifique de 30% de Mayotte, lequel a été adopté. En deuxième lecture, l'Assemblée nationale a introduit les mots « à l'horizon » devant le chiffre « 2020 » et « 2030 ».

fossiles de la biomasse, dans les centrales recourant aux énergies fossiles ainsi que pour les projets de centrales recourant aux énergies fossiles mentionnées dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (...) ». Ce même article 19 bis B complète en outre le premier alinéa de l'article L. 322-10-1 du code de l'énergie de façon à préciser que lorsque le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité donne la priorité, lors de l'appel des moyens de production d'électricité, aux installations qui utilisent des énergies renouvelables, il fait appel aux installations « *valorisant une production locale, puis aux installations qui utilisent des énergies renouvelables valorisant une production importée* ».

Ces précisions sont cohérentes (Cf. 2.2.3 *infra*) avec la conversion à la biomasse importée (biocarburant, granulés) des centrales thermiques fossiles historiques, effective à La Réunion et engagée aux Antilles, en Guyane et à Mayotte. Cette évolution peut permettre d'atteindre un mix électrique 100% EnR³⁶ entre 2025 et 2028 aux Antilles et en Guyane³⁷.

Ainsi, si l'objectif d'autonomie énergétique n'est toujours pas explicitement défini, il est implicitement transformé pour les collectivités d'outre-mer en un objectif d'une production d'électricité 100 % renouvelable - donnée précise dont on peut apprécier l'évolution dans le temps - et qui pourra pour partie résulter d'une importation de biomasse.

Pour autant, le maintien dans la loi de l'objectif d'autonomie énergétique, pourrait, faute de définition explicite, et au regard de l'attachement de principe qui lui est accordé dans chacun des territoires, continuer à perturber la poursuite de ce que doit être l'objectif premier du gestionnaire de réseau, c'est-à-dire le maintien de la sécurité et de l'équilibre du réseau électrique. En France continentale, la PPE se construit à partir de l'objectif prioritaire de sécurité d'approvisionnement, donc de fonctionnement fiable du système électrique en toutes circonstances. L'objectif de décarbonation vient s'y ajouter, ce qui conduit à proposer des scénarios (Cf. ceux de RTE pour 2050) qu'on peut départager par leur niveau de risque et par leurs coûts.

2.2.2 Des PPE qui n'éclairent pas la trajectoire de transition énergétique

2.2.2.1 L'importance d'avoir un mix de production cible

La PPE de la zone continentale ne fixe que des objectifs généraux et il appartient au gestionnaire de réseau dire quels sont ses besoins pour garantir le bon fonctionnement du système électrique, à charge pour les pouvoirs publics de faire les choix nécessaires. Les scénarios 2050 de RTE présentent ainsi différentes options en détaillant des mix de production

³⁶ La Cour a souligné dans son rapport de décembre 2021 le bilan environnemental contrasté des biocarburants.

³⁷ La Corse pourrait également être concernée mais la décision sur le biocarburant n'était pas encore arbitrée au moment de la préparation du document prévisionnel de SEI. Le cas de Mayotte est plus complexe que celui des Antilles car le système électrique doit aussi absorber une hausse de la consommation et une demande puissance à la pointe plus élevée. Toutefois, il n'y a pas d'obstacle technique à l'augmentation de la puissance des centrales au biocarburant liquide, notamment celle de Petite Terre. Les tests ont d'ailleurs été effectués avec succès à la centrale de Longoni, sur Grande Terre.

cibles à l'horizon 2050 et en évaluant le chemin critique pour y arriver, notamment en ce qui concerne le calendrier des investissements et le chiffrage des coûts prévisionnels. Le choix du scénario cible relève d'une décision politique, étant noté qu'il n'y a pas d'étanchéité totale entre les scénarios les plus proches et que des ajustements restent possibles pour passer de l'un à l'autre en cours d'exécution.

Il en va autrement en ZNI. Aucun scénario cible n'est adopté pour chacun des territoires et le point d'aboutissement de la succession des cycles de 5 ans n'est jamais explicité *ex ante*. Il ne peut donc pas faire l'objet d'une décision politique claire. Pourtant, la notion de parc de production cible est indispensable pour traiter des investissements qui, du fait de leur longue durée de vie, engagent les charges de SPE à moyen et long terme.

Ainsi, les moyens de production pilotables, mobilisables à la pointe ou pour compenser la défaillance d'autres moyens de production, bénéficient de prix qui rémunèrent des services de capacités comme l'explique la CRE : « *Pour les installations pilotables, la part fixe est versée en fonction d'un objectif de disponibilité et non en fonction de l'énergie produite par la centrale. Ainsi, même si à l'avenir, l'installation est peu appelée mais qu'elle atteint son objectif de disponibilité, l'ensemble de ses coûts fixes et de ses charges de capital seront couverts* ».

Il en va de même pour les moyens de stockage centralisés dont la rémunération, qui dépend des coûts de production qu'ils permettent d'éviter, comprend une part fixe, couvrant les charges de capital et les charges fixes d'exploitation et une part variable, proportionnelle à l'énergie soutirée ou injectée. Mais le dimensionnement de ces investissements n'a de sens que pour un parc de production à une échéance plus longue que celle d'une PPE, autrement dit dans le cadre d'un mix de production cible. Ainsi, dans sa consultation publique 2022-04 du 21 avril 2022 sur les systèmes de stockage en ZNI, la CRE explique sa méthode relative aux « *2.3.3 Coûts variables de production des centrales du parc cible* » qui visent explicitement des centrales futures : « *Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine de la CRE mais qui feront partie du parc de production cible* » (page 10), et doit aussi préciser sa méthode pour la « *2.3.4 Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible* » (page 11).

On ne peut qu'approuver ces résolutions, mais force est de constater que les modalités de détermination du parc cible ne sont pas définies.

2.2.2.2 La procédure de sélection des projets pour de futures centrales

En dehors des petits sites de production fonctionnant en guichet ouvert avec les tarifs de l'obligation d'achat (en moyenne, entre 140 €/MWh et 200 €/MWh selon la puissance installée, avec des tarifs un peu plus bas en Corse et un peu plus élevés à Mayotte), les principaux projets de transition énergétique font l'objet d'un contrat de gré à gré.

La procédure suivie par la CRE consiste, en premier lieu, à vérifier que le projet répond bien à un des objectifs de la PPE du territoire et donc à un besoin identifié ; en deuxième lieu, à vérifier que le projet est cohérent avec les besoins et les contraintes du système électrique du territoire ; et en troisième lieu, à fixer le montant des investissements à réaliser et leur taux de rémunération ainsi que le niveau prévisionnel des coûts variables sur la période d'exploitation pour aboutir à la fixation d'un coût normal complet.

Si la dernière étape est classique, les deux premières deviennent problématiques lorsque les PPE ne sont pas adoptées dans les délais prévus. Et même lorsqu'elles sont adoptées, le cycle de cinq ans est trop court pour donner une vision de l'évolution souhaitée du mix électrique à plus long terme et de son adéquation aux besoins du réseau.

Ainsi, il n'est jamais clairement indiqué quel devrait être l'équilibre entre moyens pilotables et moyens intermittents et si les investissements engagés sont des investissements de transition ou des investissements qui détermineront le mix de production de manière pérenne.

Le flou qui entoure le projet de moyen-long terme poursuivi est une des raisons des retards des PPE en ZNI, les collectivités locales pouvant avoir leur propre agenda, notamment en ce qui concerne l'objectif d'autonomie comme point d'arrivée des PPE successives sans considération des charges de SPE qui en résulteraient. Les discussions peuvent être rendues encore plus difficiles lorsque des scénarios alternatifs circulent sans être arbitrés.

2.2.2.3 Des scénarios ADEME peu exploitables pour la préparation des PPE

L'ADEME a, de son côté, traité la question de l'autonomie énergétique pour toutes les grandes ZNI dans son rapport de 2020, « *Vers l'autonomie énergétique des ZNI* ». Ce travail a le double mérite de « prendre au sérieux » l'objectif d'autonomie en 2030, au moins pour la production d'électricité, et d'aborder la question des coûts de production selon les technologies mobilisées dans les différents scénarios, ce qui est rarement fait dans d'autres documents ayant une ambition prévisionnelle.

Il se présente comme un « *outil d'aide à la décision pour les instances locales* » dans le cadre de la révision des PPE 2023-2028. Certains acteurs locaux, dans plusieurs ZNI, se réfèrent d'ailleurs à ces scénarios de l'ADEME pour leurs grandes orientations.

Pourtant ce rapport n'a suscité ni réactions ni débats et l'État n'a pas jugé utile de produire des scénarios alternatifs sur lesquels pourraient s'appuyer les administrations chargées d'élaborer les PPE. Prenant acte des divergences entre ses propositions et la seule PPE adoptée dans les délais, celle de La Réunion, l'ADEME fait le constat que la question du mix cible, sur laquelle elle a travaillé, n'est pour l'instant pas traitée par l'Etat.

Ce constat confirme l'absence de guide de moyen long terme (2035-2040) pour la préparation des PPE, ce qui est aussi une cause probable de leur enlisement dans presque toutes les ZNI.

2.2.3 Le risque sur la rentabilité des investissements engagés

Deux risques doivent être distingués : le financement d'investissements sans préciser leur caractère pérenne ou transitoire et la validation de projets coûteux dont l'arbitrage est décidé en vue de favoriser l'autonomie énergétique. Ces risques ne sont pas encore avérés compte-tenu de l'échec actuel des PPE, mais quelques exemples de décisions déjà prises sans disposer d'un mix cible montrent qu'ils sont réels et qu'ils deviendront d'autant plus aigus que la marche vers l'autonomie énergétique sera une priorité affirmée.

2.2.3.1 La conversion aux combustibles biocarburants

Les biocarburants sont des carburants de substitution obtenus à partir d'une matière première d'origine végétale, animale ou issue de déchets. Ils sont généralement incorporés dans les carburants d'origine fossile. La filière des biocarburants gazole, souvent regroupés sous l'appellation « biodiesel », comprend différents produits, dont les esters méthyliques d'acides gras (EMAG), les plus abondants étant fabriqués à partir d'huiles issues de plantes oléagineuses (colza, tournesol).

Pour atteindre un mix 100% renouvelable d'ici 2030, l'utilisation d'EMAG de colza a été validée par la CRE. Cette conversion, qui n'est, pour l'instant, inscrite que dans la PPE de La Réunion pour la centrale Port-Est, a également été validée pour la nouvelle centrale du Larivot en Guyane qui doit remplacer celle de Degrad des Cannes, en fin de vie. Elle est également engagée en Martinique, en Guadeloupe et à Mayotte dont les PPE ne sont pas encore adoptées. Il s'agit donc d'une conversion d'ampleur, qui touchera dans beaucoup de territoires les principaux moyens de production en activité.

Cette opération a pour avantage principal de continuer à utiliser les centrales fuel ou diesel existantes, et non amorties, en décarbonant leur combustible. L'objectif d'un mix 100% EnR peut donc être atteint dès que le changement de combustible a été opéré. Toutefois, le caractère pérenne de cette solution n'est pas clairement affirmé, ce qui brouille les conséquences à tirer sur la future trajectoire des charges de SPE. L'article 19 *bis* B de la loi relative à l'accélération de la production d'énergie renouvelable, évoqué plus haut, précise toutefois (deuxième alinéa du nouvel article L. 141-9-1) que « *la modification de la durée de vie des installations converties à la biomasse justifie l'inscription de cette substitution dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (...)* ».

La délibération de la CRE, n°2022-274 du 3 novembre 2022, mentionne les éléments chiffrés relatifs à la conversion de la centrale Port-Est à la Réunion. Elle indique un surcoût prévisionnel de charges de SPE de 74 M€/an³⁸ si l'on retient un prix de marché du CO₂, soit 90€/t en 2022, ou de 41 M€/an si on retient le prix tutélaire du CO₂ de 250€/t.³⁹

Cet exemple montre les limites des décisions prises au coup par coup, au fur et à mesure de l'instruction des demandes de contrats de gré à gré, les effets sur les charges de SPE pouvant être importants lorsqu'on fait varier certains paramètres :

- un développement rapide des EnR intermittentes, tel qu'envisagé par la PPE, pourrait amener la production de la centrale autour de 350 GWh/an en 2028 au lieu de 566 GWh/an dans le scénario de référence et ferait passer le coût des charges de SPE à 40 M€/an contre 74 M€/an ; ce coût serait même annulé avec un prix du carbone tutélaire à 250€/t ;
- de même, le scénario retenu considère que l'écart de prix entre le fuel lourd et l'EMAG colza sera fixe à l'avenir, de 205 €/t, en considérant que les prix des biocarburants et des carburants fossiles évolueront de manière corrélée comme aujourd'hui. Mais cette

³⁸ Il est prévu dans la PPE et la délibération de la CRE que la production de la centrale Port-Est baisse progressivement de moitié jusqu'en 2028 pour être remplacée par celle d'EnR intermittentes. Le surcoût serait donc plus élevé en début de période, soit 93 M€ 2028 en hypothèse haute et 50 M€ en hypothèse basse. Ces valeurs ne remettent pas en cause le raisonnement suivi sur l'augmentation des charges de CSPE entre 2022 et 2028.

³⁹ Le « prix tutélaire » est l'expression consacrée pour désigner le prix qui permettrait, selon les études prévisionnelles, de remplir les objectifs climatiques de la France, en l'occurrence la neutralité carbone en 2050.

hypothèse pourrait être contredite dès lors que la baisse des débouchés pour les EMAG européens utilisés comme biodiesel, consécutive à l'électrification du parc automobile, pourrait conduire à des prix spécifiques pour le biocarburant, et en particulier pour la filière électrique si elle arrivait à négocier des contrats de long terme avec des producteurs européens et notamment français⁴⁰. À titre d'exemple un écart de coût de 150 €/t abaisserait de moitié les charges moyennes de SPE (41M€/an) ;

- un développement plus lent des programmes éoliens et solaires porterait le surcoût du biocarburant à plus de 100 M€/an pour un taux de réalisation de 80% du volet EnR de la PPE et annulerait l'effet favorable de la prise en compte d'un prix tutélaire du carbone.

Au surplus, toutes les simulations jusqu'en 2036 et 2043 sont faites par simples prolongations des tendances constatées en 2022 et anticipées jusqu'en 2028. Il ne peut en être autrement faute de PPE de plus de dix ans et faute de mix cible à l'horizon 2035-2040. La visibilité est donc réduite sur le fonctionnement durable de ces centrales après leur conversion.

Enfin, les 12 groupes de la centrale Port-Est sont des dispositifs disponibles en 30 minutes et facilement mobilisables pour des usages en pointe ou des services réseau ; il conviendrait donc de s'interroger sur l'intérêt à les conserver, au moins en partie, une fois qu'ils seront amortis dès lors qu'ils seront assez peu sollicités à partir de 2028 en comparaison de leur capacité actuelle. Là encore une réflexion sur le mix cible apparaît nécessaire pour mieux anticiper les charges de SPE.

2.2.3.2 La conversion à la biomasse

De même, la conversion des centrales charbon à la biomasse entrainerait un surcoût pour les charges de SPE, évalué par la CRE en 2020, de 59 M€/an avec un prix bas du CO2 (60€/t en 2019) et un surcoût de 4 M€/an avec un prix tutélaire à 100€/t. Autant dire, aucun surcoût avec les valeurs du carbone mises à jour en 2022.

Cette neutralité pour les charges de SPE est encore plus claire pour la conversion de la centrale Albioma Le Gol à la biomasse pour laquelle la délibération de la CRE 2022-65 du 24 février 2022 prévoit un surcoût moyen de l'ordre de 22 M€/an en prenant en compte un coût des tonnes de CO2 évitées de 54€/t et une économie moyenne de 11 M€/an avec une hypothèse de prix du CO2 à sa valeur tutélaire ancienne de 100 €/t.

Autrement dit, le passage à 99,7% EnR à La Réunion dès 2023 se ferait à un coût inférieur à 100 M€ pour les charges de SPE, voire très inférieur si on appliquait la nouvelle valeur tutélaire du carbone de 250 €/t à l'horizon 2030.

On peut toutefois noter que ces différentes estimations portent sur d'assez longues durées : treize ans pour la centrale EDF-PEI, plus de vingt ans pour les centrales Albioma, et sont très sensibles aux hypothèses retenues comme le mentionne à juste titre la CRE elle-même, mais sans le détailler du fait de l'obligation de préserver le secret industriel et commercial. On

⁴⁰ A titre d'exemple, Albioma a engagé un début d'intégration verticale en rachetant un producteur de granulés de bois canadien pour sécuriser le coût de son approvisionnement. Un effet équivalent peut être obtenu par des contrats de gré à gré capables de sécuriser tant le producteur d'EMAG que l'acheteur, d'autant que la France est un producteur important d'ester de colza, ce qui va dans le sens de l'autonomie énergétique à l'échelon national.

doit également approuver le choix de mettre l'accent sur le scénario le moins coûteux (faible coût du carbone en comparaison de la valeur tutélaire et utilisation soutenue de la centrale jusqu'en 2030).

D'autre part, les centrales thermiques bagasse-biomasse sont d'un usage beaucoup plus contraint que les groupes biodiesel pour le suivi de charge et les services réseau. La couverture de leurs coûts complets pourrait être plus difficile si les EnR intermittentes les évincent de leurs plages de fonctionnement normale en base. Là encore, l'absence de mix cible ne permet pas d'avoir une vision complète de l'évolution possible des coûts de SPE qu'entraînent les choix d'investissements de long terme faits dans le cadre des PPE sur un cycle court de cinq ans.

2.2.3.3 Le cas de la Centrale électrique de l'ouest guyanais (CEOG)

Le projet de la centrale électrique de l'ouest guyanais (CEOG) correspond à un besoin exprimé par le gestionnaire de réseau de disposer d'une production complémentaire de puissance garantie en journée de 10 MW à proximité de Saint-Laurent-du-Maroni dont le dynamisme démographique demande l'installation de moyens nouveaux.

Le projet CEOG, développé par l'entreprise Hydrogène de France (HDF) présenté en 2019 pour répondre à ce besoin, comportait un parc PV de 55 MW, un stockage électrochimique de 10,5M/40MWh et une infrastructure hydrogène (électrolyseur, stockage hydrogène et pile à combustible pour un stockage de 88 MWh). La centrale prévoit de produire une électricité selon deux plages de puissance : 10 MW le jour (8h à 20h) et 3 MW la nuit (20h à 8h).

Ce projet innovant faisait face à un projet plus classique de stockage par batterie électrochimique adossé à un groupe électrogène fonctionnant avec un carburant fossile.

Par un bleu du Premier ministre du 23 novembre 2020, le Gouvernement a décidé de mettre en place une défiscalisation du projet et de lui accorder une subvention d'investissement au titre du plan hydrogène afin de pouvoir l'inscrire dans une PPE simplifiée. La collectivité de Guyane a approuvé le projet de révision simplifiée le 5 mai 2021 et l'État l'a validé par le décret n°2021-1126 du 27 août 2021.

La réalisation de ce projet, qui a connu plusieurs épisodes et dont le feuilleton n'est peut-être pas achevé illustre les faiblesses de la procédure de PPE, qui peut être facilement contournée par le dispositif des révisions simplifiées, alors même que le processus de révision normale, qui nécessite de nombreux avis consultatifs, est toujours enlisé en Guyane.

2.2.3.4 Des PPE sans boussole

Les deux exemples ci-dessus montrent les inconvénients de l'absence d'une véritable étude d'impact, en termes de sécurité et de coûts, pour atteindre une transition EnR achevée à l'horizon 2030 dans le cadre d'une recherche d'autonomie énergétique. Ils montrent aussi les inconvénients résultant de l'absence de scénarios établissant un ou plusieurs mix cibles par territoire qui permettraient de fixer les étapes intermédiaires à franchir à chaque révision des PPE.

Ces absences conduisent à laisser les arbitrages politiques se faire, en grande partie, soit au coup par coup, soit dans une certaine confusion sur la planification des projets et des appels d'offres alors que l'horizon des décisions s'est fortement raccourci.

Dans un contexte où il est encore trop tôt pour savoir si la conversion aux biocarburants sera considérée comme une solution pérenne ou transitoire, et à quel niveau de production, il est d'autant plus nécessaire de disposer d'une vision claire, partagée et arbitrée des principaux scénarios envisageables à l'horizon 2035 ou 2040, selon les territoires.

Recommandation n° 4. (DGEC, 2023) : Demander aux gestionnaires de réseau des ZNI des scénarios chiffrés de mix de production cible à l'horizon 2040 selon les territoires, assortie d'une analyse des besoins de développement et de renforcement des réseaux en découlant.

2.2.4 Les PPE, des outils à repenser

2.2.4.1 Un processus lourd et trop formel

Les principales dispositions législatives concernant les ZNI appellent les remarques suivantes :

1) Les PPE qui ont un caractère très exhaustif et un processus d'élaboration très formel sont inadaptées aux plus petites ZNI tels que Saint-Pierre et Miquelon.

2) En sens inverse, une révision simplifiée de ces PPE est exagérément aisée alors même que les décisions prises peuvent limiter très fortement les options relatives à la PPE suivante.

3) S'agissant des principales ZNI, alors que l'élaboration d'une PPE particulière pour chacun d'elle visait à adapter au mieux les objectifs à leurs situations très contrastées, le législateur a au contraire fixé pour l'ensemble d'entre elles le même objectif général, sans que l'on puisse d'ailleurs être certain de ce qu'il recouvre exactement.

4) Bien que les PPE fassent l'objet, sur la base des éléments fournis par la CRE, d'une étude d'impact économique et social sur les charges de service public, aucune ne fait état d'une budgétisation des coûts nécessaires à l'atteinte des objectifs mentionnés. Les objectifs ne sont pas hiérarchisés et ne prennent pas en compte la nécessité de les réaliser au moindre coût pour la collectivité.

5) Alors que le maintien de la sécurité et de l'équilibre du réseau électrique dans les ZNI est explicitement mentionné par l'article L. 121-3 du code de l'énergie, cette mission du service public ne figure pas dans les différentes PPE (même si les décrets des PPE font référence à la sécurité d'approvisionnement et définissent les critères de défaillance et le seuil de déconnexion des énergies renouvelables intermittentes) alors qu'elle est préalable à la réalisation des autres objectifs.

Il n'est ainsi à ce stade pas démontré que les PPE constituent un instrument adapté à un développement rationnel des capacités électriques des ZNI qui tout en garantissant la sécurité

et l'équilibre de leurs réseaux électriques permettrait une décarbonation de la production électrique au moindre coût.

2.2.4.2 Un processus paralysé par des retards préoccupants

Le code de l'énergie prévoit que les PPE couvrent une décennie, sous la forme de deux périodes de cinq ans, avec une révision au moins tous les cinq ans. Les premières PPE des ZNI, couvrant les périodes 2018-2023 et 2023-2028, auraient dû faire l'objet de révisions publiées à la fin de l'année 2018. Début 2023, seule la PPE révisée de La Réunion avait été publiée – avec plus de trois ans de retard, en avril 2022. Les autres révisions ont au moins quatre ans de retard (cf. tableau suivant).

Par ailleurs, les PPE couvrant la période suivante (2029-2033), devraient en théorie être adoptées au plus tard en 2023. L'objectif de cette règle est de donner de la visibilité aux acteurs (particulièrement les opérateurs et porteurs de projets) pour une période de dix ans. Il s'agit de réviser les objectifs de la période 2023-2028 et de définir ceux pour la période 2029-2033. Dans la plupart des ZNI, les travaux en ce sens restent embryonnaires.

Tableau n° 7 : Dates de publication des PPE des ZNI

	Périodes des PPE		
	2016-2018 et 2019-2023		2018-2023 et 2023-2028
	Approbation	Révision simplifiée	Approbation
Corse	18/12/2015	11/12/2019	
Guyane	30/03/2017	27/08/2021	
Réunion	12/04/2017		20/04/2022
Guadeloupe	19/04/2017		
Martinique	04/10/2018	30/06/2021	
Mayotte	19/04/2017		
Wallis et Futuna	24/09/2018		
St-Pierre et Miquelon			

Source : Décrets de publication des PPE

Dans son rapport public annuel 2021, la CRE a alerté les pouvoirs publics sur la gravité de ces retards : « au 1^{er} janvier 2022, aucune PPE révisée, ajustant les objectifs 2018-2023 et ajoutant une période de programmation 2023-2028, n'a été publiée, bien que le code de l'énergie impose de les réviser au moins tous les cinq ans pour couvrir la décennie suivante. Des objectifs ambitieux et réalistes de développement des énergies renouvelables sont cependant indispensables, à la fois pour converger vers les objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et pour assurer la bonne intégration de ces énergies en termes de sécurité d'approvisionnement, d'optimisation des coûts de production et de réseau, et de sollicitation des moyens. La CRE invite les pouvoirs publics à avancer au plus vite sur ces PPE et se tient à leur disposition pour les accompagner dans leurs travaux ».

Le président de la CRE s'est montré plus alarmiste dans un courrier 9 février 2022 aux ministres de la transition écologique et de l'intérieur, pour souligner le caractère « préoccupant » de cette situation, d'autant plus, rappelait-il, que l'État et les collectivités

auraient déjà dû être alors en cours de préparation des projets de PPE pour la période suivante (allant jusqu'à 2033), à adopter avant 2023. Il estimait dès lors « *indispensable de s'interroger sur ces processus d'élaboration des PPE en ZNI qui n'avancent pas au rythme attendu, retardent la transition énergétique de ces territoires et font porter, à terme, sur certains territoires, des risques de ruptures d'approvisionnement, faute de visibilité sur les investissements à réaliser. Une vision de long terme est également indispensable pour apporter des éclairages sur l'électrification des usages, notamment liés à la mobilité, et pour anticiper les évolutions à apporter sur le réseau électrique afin d'accompagner ces changements* ». Enfin, le président de la CRE indiquait avoir pris l'initiative, « *dans l'intérêt du consommateur final et afin d'assurer la transition énergétique dans ces territoires* », d'écrire aux préfets concernés pour faire progresser ces travaux.

Ces retards compliquent singulièrement le processus de validation des projets locaux par la CRE, avec un risque de fragilisation de leur base juridique. Si la CRE a le pouvoir d'évaluer le coût normal et complet des projets (de production, de stockage ou de MDE), elle ne peut pas les accepter s'ils ne sont pas conformes à la PPE. Cela reviendrait pour elle à déterminer la politique énergétique de chaque territoire en se substituant au Gouvernement et aux collectivités. La CRE le rappelle dans une méthodologie publiée en 2020 : « *un projet de mise en service ou de prolongation d'exploitation d'un moyen de production qui ne répondrait pas à un objectif de la PPE ne pourrait donner lieu à l'établissement d'un CNC [coût de production normal et complet] par la CRE qui n'instruirait alors pas le dossier* »⁴¹.

La CRE a déjà délibéré sur le coût de projets qui n'étaient pas prévus dans les PPE en vigueur mais qui pouvaient se rattacher aux objectifs présents dans les PPE révisées alors en cours d'élaboration. Dans ces cas, la CRE, dans ses délibérations, justifie par différents moyens sa transmission au ministre chargé de l'énergie de sa proposition de prime pour les projets concernés : elle cite l'état d'avancement de ces PPE révisées (délibérations des collectivités, avis publiés, consultations publiques, etc.) et les dispositions qui concernent ces projets ; elle cite ses échanges avec les services de l'État et des collectivités attestant que les projets seront bien soutenus et inscrits dans la future PPE ; enfin, elle précise que les charges de service public de l'énergie associées ne seront compensées que si la PPE définitive inclut finalement ces projets.

Une première raison du retard des PPE tient aux difficultés d'appropriation par les collectivités de ces sujets. Dans toutes les collectivités, une gouvernance des PPE a été mise en place, avec une « comitologie » plus ou moins foisonnante, associant collectivités, État, ADEME et EDF. La crise sanitaire a souvent perturbé les travaux de ces différentes instances mais les retards existaient déjà avant le Covid. Les services des collectivités ne disposent pas toujours des compétences techniques nécessaires dans ce domaine.

À Mayotte, territoire confronté à des difficultés économiques et sociales particulièrement fortes (analysées par la Cour en juin 2022⁴²), la collectivité bénéficie de l'aide

⁴¹ Délibération de la CRE du 17/12/2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf.

⁴² Quel développement pour Mayotte. Mieux répondre aux défis de la démographie, de la départementalisation et des attentes des Mahorais. Rapport public thématique, juin 2022. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/quel-developpement-pour-mayotte>

de l'AFD et de l'ADEME. La révision de la PPE de 2017 a été lancée en mai 2019, avec un objectif de publication du décret en mai 2022. À la demande du préfet de Mayotte, la CRE a produit en 2020 un rapport pour aider les rédacteurs⁴³. Une révision simplifiée de la PPE est en cours d'examen par le conseil départemental.

En Guyane, les travaux de révision de la PPE de 2017 ont été lancés en juin 2018 et ceux de révision complète en 2022. La PPE a, par ailleurs, fait l'objet d'une révision simplifiée en août 2021, incluant notamment la conversion au bioliquide de la centrale de production d'électricité de Larivot. Une nouvelle révision simplifiée de la PPE est, par ailleurs, en préparation pour répondre aux besoins des communes de Maripasoula et de Saul.

En Martinique, la PPE de 2018 a fait l'objet d'une révision simplifiée le 30 juin 2021. Elle triple notamment l'objectif pour 2023 de puissance supplémentaire installée pour l'éolien avec stockage (de 12 à 36 MW). Les travaux de révision complète (2023-2033) ont débuté en 2022.

2.2.4.3 Un outil à simplifier

Des PPE « simplifiées » sont parfois utilisées pour surmonter la paralysie du processus des PPE. Le code de l'énergie prévoit que cette révision simplifiée peut être proposée par le gouvernement ou le président de la collectivité ; quand elle émane de la collectivité, le ministre chargé de l'énergie doit vérifier que les modifications envisagées « *ne modifient pas l'économie générale de la programmation initiale, notamment au regard de leur impact sur les ressources publiques* » ; le projet n'est ralenti par aucun avis préalable obligatoire, il est seulement transmis pour information au Conseil national de la transition écologique, avant d'être approuvé par l'organe délibérant de la collectivité puis par décret.

Le recours à ces PPE simplifiées illustre le besoin d'allègement des procédures des PPE.

Par exemple, avant de faire l'objet d'une consultation publique et d'un vote définitif de l'assemblée territoriale, les projets de PPE sont soumis à une procédure d'avis de diverses instances dont la valeur ajoutée est parfois contestable.

Ainsi la PPE révisée de La Réunion du 20 avril 2022 a-t-elle été soumise aux cinq instances suivantes : Autorité environnementale (avis du 5 mai 2021), Conseil supérieur de l'énergie (avis du 18 novembre 2021 – une page), Conseil national de la transition écologique (avis 19 novembre 2021 – deux pages), Comité du système de distribution publique d'électricité (avis du 26 novembre 2021 – une page), Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (avis du 7 décembre 2021).

Souvent, les propositions de ces instances sont consensuelles et déjà en cours de mise en œuvre, ou au contraire ambitieuses et trop tardives pour être intégrées au projet de PPE auquel elles s'adressent⁴⁴. Cette procédure d'avis préalable mériterait d'être modifiée dans un sens permettant d'alléger le dispositif d'élaboration et de renouvellement des PPE.

⁴³ Orientations de la CRE sur la programmation pluriannuelle de l'énergie de Mayotte. CRE, février 2020.

⁴⁴ Par exemple, le rapport annexé à la PPE 2018 de la Martinique indique que les propositions du Conseil supérieur de l'énergie représentent une contribution intéressante mais qui servira surtout à alimenter la PPE révisée, donc plusieurs années après l'adoption de la première PPE, car « *ces modifications substantielles ne sont*

Par ailleurs la procédure des PPE peut être améliorée dans deux directions.

Premièrement, l'évaluation de la mise en œuvre des PPE est perfectible. D'une part, les évaluations prévues par le code de l'énergie ne sont pas toujours effectuées⁴⁵. D'autre part, si la DGEC reçoit des évaluations effectuées par les services déconcentrés de l'État, destinées à être publiées après la publication des révisions des PPE, les méthodologies ne sont pas homogènes, les évaluations sont insuffisamment partagées entre les différents acteurs chargés de l'élaboration des PPE, et elles ne font pas assez l'objet de débat public. L'évaluation de la mise en œuvre des PPE des ZNI devrait donc être améliorée pour la rendre plus systématique, plus rapide, plus professionnelle et plus utile pour le débat public. Une option possible serait d'en confier la tâche à un organisme indépendant.

Deuxièmement, la politique de l'énergie dans les ZNI est difficilement dissociable d'un grand nombre d'autres politiques publiques locales, concernant par exemple les transports, le stockage de l'énergie ou la gestion des déchets. Or les PPE des ZNI ne prennent pas toujours suffisamment en compte ces autres politiques. Cela aboutit à traiter les enjeux de manière cloisonnée alors qu'ils sont interdépendants. C'est le cas en matière de transports à Mayotte. C'est aussi le cas en matière de déchets en Corse. Alors que le coût moyen de traitement des déchets y est d'un niveau deux fois supérieur à celui rencontré dans l'Hexagone, que les sites d'enfouissement sont saturés ou proches de l'être, et que la Corse est conduite à exporter une partie de ces déchets vers des régions du continent, à un coût prohibitif, la PPE de la Corse ne prévoit pas la création d'usines d'incinération. De telles usines pourraient pourtant, de surcroît, produire de l'électricité et de la chaleur récupérable. Il pourrait donc être utile d'inscrire dans la PPE de Corse une ou plusieurs usines d'incinération de déchets et plus généralement, de mieux intégrer ces différents enjeux dans les PPE des ZNI.

En conclusion, l'échec des PPE souligne la nécessité d'adapter à la fois leur processus d'élaboration, leur contenu et leurs modalités d'évaluation, tout en restant vigilant sur le risque d'instrumentalisation politique locale qui contribue parfois aussi à dégrader l'efficacité de cet outil, comme l'illustre la section suivante.

Recommandation n° 5. (DGEC, 2023) : Systématiser, homogénéiser et publier l'évaluation de la mise en œuvre des PPE de chacune des ZNI.

Recommandation n° 6. (DGEC, 2023) : Mieux prendre en compte, dans les PPE des ZNI, les politiques locales de transport, de stockage de l'énergie et de gestion des déchets.

pas compatibles avec un délai cohérent d'élaboration du présent projet » (page 134). Ce rapport cite aussi des propositions du Conseil supérieur de l'énergie qui sont déjà en cours de réalisation (page 135).

⁴⁵ Le code de l'énergie prévoit que la mise en œuvre et le coût de chaque PPE font l'objet d'une évaluation tous les vingt-quatre mois. Cette évaluation doit être transmise au Conseil supérieur de l'énergie et au Conseil national de la transition écologique. L'année précédant l'échéance d'une période de la PPE, elle doit être intégrée au rapport sur la mise en œuvre de la politique énergétique nationale prévu pour être transmis au Parlement. Ces dispositions n'ont pas été respectées.

2.2.4.4 Des cas d'instrumentalisation politique locale

Le conflit sur la valorisation des déchets à La Réunion

La Réunion est la seule ZNI à avoir réussi à adopter une deuxième PPE (publiée le 20 avril 2022, et couvrant les périodes de 2018 à 2023 et de 2024 à 2028). Elle prévoit un mix électrique 100% renouvelable en 2025, avec des objectifs ambitieux en matière de photovoltaïque, de conversion des centrales charbon à la biomasse solide et de recours aux bioliquides en substitution du fuel lourd.

Toutefois, cette adoption a été tardive. Ses travaux préparatoires ont été paralysés pendant presque deux ans par un contentieux politique local concernant la valorisation des combustibles solides de récupération (CSR).

La PPE de La Réunion de 2017 prévoyait la mise en place d'unités de valorisation énergétique des déchets pour une puissance de 16 MW en 2023. Mais, après le début des travaux de préparation de la PPE révisée, en janvier 2018, la Région a annoncé une stratégie dite « zéro déchets 2030 » limitant le recours à la valorisation énergétique des déchets et privilégiant la pyro-gazéification⁴⁶. Le 29 mars 2019, le conseil régional a ainsi adopté un projet de PPE révisée n'incluant pas de valorisation énergétique des déchets.

Pourtant, la solution du CSR semblait rationnelle d'un point de vue scientifique et économique, compte-tenu notamment de la saturation des capacités d'enfouissement des déchets de la Réunion, annoncée par le CGEDD pour 2020-2021⁴⁷. Elle semblait aussi consensuelle : le rapport annexé à la PPE de 2017 ne laissait aucun doute sur la préférence des signataires, Région et État, pour le CSR.

Ce changement de stratégie de la Région est intervenu dans un contexte de rivalité politique entre des élus du conseil régional de l'époque et les élus locaux qui proposaient notamment une unité de valorisation pour la partie Sud et Ouest de l'île.

Le 9 avril 2019, le Gouvernement a rappelé la nécessité de mettre en œuvre le volet CSR de la PPE de 2017⁴⁸. En décembre 2019, face à la paralysie des travaux de révision de la PPE, le gouvernement a signifié formellement au président de la région sa volonté de maintenir la stratégie de CSR, avec une ambition au moins équivalente aux 16 MW de la PPE de 2017⁴⁹.

Au début de l'année 2020, le président du conseil régional de La Réunion s'est finalement rallié à la position de l'État⁵⁰. La PPE du 20 avril 2022 a donc intégré un objectif de

⁴⁶ Procédé consistant à chauffer les déchets à plus de 1000 degrés en présence d'une faible quantité d'oxygène, pour les convertir en gaz. Son développement industriel n'est pas envisagé avant plusieurs années.

⁴⁷ Gestion des déchets sur l'île de la Réunion, CGEDD, juillet 2018. Le CGEDD a estimé « nécessaire de maintenir dans la PPE en cours de révision une production d'énergie à partir de déchets et de prévoir dans le PRPGD [Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets] l'installation d'une ou plusieurs unités de tri et une ou plusieurs installations de production d'électricité à partir de CSR ».

⁴⁸ Réponse à une question parlementaire du 09/04/19, par Mme Emmanuelle Wargon, secrétaire d'État auprès du ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire. http://www.senat.fr/cra/s20190409/s20190409_0.html

⁴⁹ Lettre du 04/11/2019 des ministres de la transition écologique et solidaire et des Outre-mer au préfet de La Réunion. Lettre du 05/12/19 du préfet de La Réunion au président du conseil régional de La Réunion.

⁵⁰ Lettre du 26/02/2020 du président du conseil régional de La Réunion au préfet de La Réunion.

16,7 MW en 2023 pour la valorisation des CSR. La CRE a validé un projet d'unité de valorisation sur la commune de Saint-Pierre⁵¹.

Les difficultés du processus PPE en Guadeloupe

En Guadeloupe, un premier projet de révision de la PPE a dû être revu en profondeur à la suite d'une analyse critique de la CRE en 2020. Ensuite, un conflit social local a longtemps bloqué le processus de révision.

À la suite de la première PPE adoptée en avril 2017, les travaux de révision ont débuté en avril 2018 pour ajuster les objectifs pour la période 2019-2023 et ajouter une période de programmation supplémentaire de cinq ans portant sur la période 2024-2028, conformément au code de l'énergie. La directrice de l'énergie a demandé à la CRE, le 18 octobre 2019, d'analyser le projet en cours. Dans son rapport publié en février 2020, la CRE s'était dite « *très perplexe* » sur la pertinence du projet. Estimant les objectifs de développement des EnR trop ambitieux et sources de surcoûts importants, elle a invité les parties prenantes à les reconsidérer. La DEAL de Guadeloupe a alors affiné le projet et obtenu une validation de la nouvelle version par la CRE en mai 2020. Les nouveaux objectifs devaient être partagés avec la Région en juillet 2020.

Mais, entre-temps, un conflit social concernant la centrale d'Énergies Antilles (située à Jarry) est venu paralyser ce processus. Le Gouvernement souhaitait que le contrat de cette centrale fonctionnant au fioul lourd ne soit pas renouvelé, en se fondant sur l'absence de besoin de moyen de production d'électricité en base⁵². Un reclassement avait été organisé pour la vingtaine de salariés concernés, mais quelques-uns ont refusé ce principe et ont obtenu le soutien de la Région. En novembre 2020, cette dernière a adopté unilatéralement un projet de PPE révisée – prévoyant notamment le renouvellement du contrat d'Énergie Antilles – et l'a transmis au MTES. Aucune suite n'a été donnée à ce projet préparé sans concertation avec les services de l'État.

Pour surmonter le blocage et donner de la visibilité aux acteurs économiques, le directeur de l'énergie et du climat et la directrice générale des Outre-Mer ont proposé, en avril 2022, de préparer une révision simplifiée avec un objectif de publication en mai 2022. Le projet a été soumis en mars 2023 au conseil régional qui doit désormais prendre position. En parallèle, les travaux de préparation de la prochaine PPE ont commencé en juillet 2022, pour une adoption envisagée fin 2023.

Le conflit sur le gaz naturel en Corse

En Corse, la révision de la PPE de 2015 a été longtemps paralysée par un débat sur la question de l'alimentation en gaz des centrales électriques. L'option du gaz naturel faisait l'objet d'un consensus auprès des élus et de l'opinion publique corses depuis le projet de gazoduc Algérie-Sardaigne-Italie (ASI) en 2003. Sa remise en question actuelle a suscité une controverse et des négociations longues et complexes entre élus corses et État, au détriment de la PPE.

⁵¹ Délibération de la CRE du 06/02 2020 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Réunion) et le syndicat mixte de traitement de déchets ILEVA, pour une installation de production d'électricité à partir de biogaz et de combustibles solides de récupération à La Réunion.

⁵² Réponse de la ministre de la transition écologique et solidaire à une question parlementaire le 23/06/2020. <https://questions.assemblee-nationale.fr/q15/15-3134QG.htm>

La Corse dispose de deux centrales thermiques, à Lucciana (Haute Corse) et au Vazzino (Ajaccio). Cette dernière est devenue vétuste : mise en service en 1982, elle aurait dû s'arrêter de fonctionner en 2012. L'État et la Collectivité territoriale de Corse ont décidé de la remplacer par une nouvelle centrale à proximité, au Ricanto et d'approvisionner en gaz naturel les deux centrales. La PPE de 2015 a donc prévu la réalisation d'une infrastructure d'alimentation en gaz naturel comprenant deux éléments : un terminal flottant au large de Lucciana⁵³ de stockage et de regazéification, et un gazoduc reliant le terminal de Lucciana à la nouvelle centrale d'Ajaccio. Ce schéma a été confirmé le 12 décembre 2016 par un protocole d'accord entre l'État et la Collectivité territoriale de Corse prévoyant notamment la mise en service de la nouvelle centrale d'Ajaccio en 2023.

Cette stratégie n'a toutefois pas été mise en œuvre. Aucun opérateur n'a effectué de demande d'approbation d'investissement à la CRE pour la réalisation de l'infrastructure d'alimentation, malgré l'organisation d'un appel à manifestation d'intérêt (AMI) en 2016. Une procédure de dialogue concurrentiel portant sur la sélection d'un opérateur a été lancée en 2017 mais a été déclarée sans suite pour motif d'intérêt général, en raison de difficultés liées notamment aux aspects fonciers du gazoduc.

Entre-temps, un redimensionnement du projet de nouvelle centrale à Ajaccio (dont l'ouverture est désormais prévue en 2027) a été décidé, notamment en raison de l'adaptation des prévisions de consommation et de production d'électricité. Une révision simplifiée de la PPE publiée le 11 décembre 2019 a traduit juridiquement cette évolution en remplaçant dans la PPE les mots « cycle combiné » par « moyens de production ». Une nouvelle procédure de sélection d'un opérateur a été lancée en 2020 (reportée à deux reprises en raison de la crise sanitaire) mais a été déclarée sans suite, les deux offres reçues n'apportant pas les réponses techniques attendues.

En septembre 2021, face à l'absence de solution satisfaisante pour assurer l'approvisionnement en gaz, l'État, reprenant une option présentée par EDF lors de la concertation sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP) en avril 2021, a proposé de modifier le mode d'alimentation des deux centrales, en remplaçant le gaz naturel par des bioliquides, avec une conversion de la centrale de Lucciana prévue pour 2025. Les conséquences énergétiques de la guerre en Ukraine fournissent un argument supplémentaire en faveur de cette évolution.

Cette nouvelle stratégie nécessite d'être intégrée dans la PPE. Comme les travaux de révision de la PPE progressent trop lentement, l'État a proposé de procéder à une deuxième révision simplifiée de la PPE de 2015, à publier au début de l'année 2022. Ce n'est que le 30 mars 2023 qu'ont été adoptées par l'Assemblée de Corse la révision simplifiée et la présentation du projet de nouvelle PPE.

Ces délais ont retardé le chantier de la future centrale d'Ajaccio et risquent de fragiliser le réseau électrique corse en raison de l'obsolescence de la centrale du Vazzino. Ils s'expliquent par la volonté des élus corses d'obtenir une « compensation » de l'État pour l'abandon de

⁵³ Terminal de stockage et de regazéification pouvant accueillir des navires méthaniers de petite capacité assurant le transport de gaz naturel liquéfié (GNL) à partir de terminaux situés en Méditerranée.

l'option du gaz naturel, option qui leur avait été promise par l'État ces dernières années⁵⁴. Les élus soulignaient qu'une alimentation en bioliquides impliquerait entre 400 et 500 M€ d'investissements en moins en Corse qu'une alimentation au gaz naturel. Ils demandaient que l'État s'engage à investir en Corse une fraction de cette somme. L'État a finalement accordé une enveloppe de 152 M€ sur 10 ans pour assurer la conversion des usages du GPL dans les communes d'Ajaccio et de Bastia et une enveloppe de 48 M€ pour accélérer la transition énergétique par la rénovation énergétique dans le reste de la Corse.

Bilan environnemental des bioliquides envisagés en Corse

L'approvisionnement des centrales de Lucciana et du Ricanto nécessitera de mobiliser environ 500 kt de graines de colza par an (à comparer avec une production annuelle mondiale de colza de 72 Mt en moyenne quinquennale).

EDF PEI a effectué des tests notamment avec l'IFPEN, à la centrale de Jarry, en Guadeloupe. Ses conclusions sont les suivantes : par rapport au fonctionnement au fioul de la centrale du Vazzio, la biomasse liquide permettrait de réduire en totalité les émissions directes de CO₂. En analyse de cycle de vie (ACV), la réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport au fioul serait d'environ 70%, et d'environ 50% par rapport au gaz naturel.

Enfin, le recours à la biomasse liquide permettrait de bénéficier d'une réduction sensible des autres émissions gazeuses, notamment en matière d'oxydes de soufre (-99%), d'oxydes d'azote (-70%) et de particules fines (-73%), soit un niveau équivalent aux Valeur Limite d'Emission (VLE) en fonctionnement au gaz naturel liquéfié (GNL) pour ces dernières. Il est prévu que ces VLE soient rendues contraignantes par leur inscription dans les arrêtés préfectoraux d'exploitation.

Source : EDF PEI

À cet égard, il convient de noter qu'une ordonnance du 14 juin 2022 a autorisé l'État à financer partiellement la conversion des usages, à l'électricité ou aux EnR, des réseaux de GPL dans les ZNI⁵⁵, à condition, notamment, que cela soit prévu par la PPE de la ZNI concernée. Cette ordonnance mentionne les ZNI mais ne concerne en réalité que les communes d'Ajaccio et de Bastia. On peut déplorer que les dispositions du code de l'énergie sur les PPE des ZNI aient été alourdies par un sujet qui ne concerne que deux communes.

Face à ces retards massifs et à ces interférences politiques locales, et à défaut de remettre en cause de façon plus globale le dispositif des PPE des ZNI, il est à tout le moins indispensable de l'améliorer. Les développements suivants proposent des pistes en ce sens.

⁵⁴ Par exemple, extrait du discours du premier ministre Edouard Philippe du 04/07/2019 à Ajaccio : « *la transition énergétique de la Corse passe par le gaz, une source d'énergie fossile, mais qui offre une transition entre le fioul et les énergies renouvelables. (...) le gaz permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Mais c'est aussi un enjeu de qualité de l'air pour les agglomérations de Bastia et d'Ajaccio* ». <https://www.vie-publique.fr/discours/267953-edouard-philippe-4072019-transition-energetique-corse>

⁵⁵ Ordonnance n°2022-887 du 14 juin 2022 portant prise en charge partielle par l'État, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables, prise sur la base de l'article 96 de la loi n°2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

2.2.4.5 Une gouvernance peu efficace et déresponsabilisante

Conformément au code de l'énergie, la PPE de chaque ZNI est co-produite par l'État et les collectivités, sur la base du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité fourni localement par EDF SEI, et avec une validation finale par la CRE. Mais les services déconcentrés de l'État et les collectivités ne disposent pas toujours de l'expertise technique nécessaire sur ces sujets. Ils doivent alors s'appuyer, plus que ne le prévoient les textes, sur EDF (sensé n'intervenir qu'en début de processus, avec les bilans prévisionnels) et sur la CRE (sensée n'intervenir qu'en fin de processus, en validant les PPE).

Les collectivités s'appuient aussi sur deux autres types d'acteurs :

- D'une part, les services déconcentrés de l'État eux-mêmes. Or ces derniers n'ont pas toujours l'habitude des questions de politique d'énergie (ces questions étant en dehors de la sphère de compétence de leurs homologues en régions métropolitaines). Il conviendrait donc de renforcer les compétences des DEAL et DREAL concernées en matière de politique énergétique.
- D'autre part, les assistants à maîtrise d'ouvrage. Or certains d'entre eux sont aussi parfois les conseils de porteurs de projets, ce qui pourrait créer de graves situations de conflit d'intérêts. Ces conseils peuvent être ainsi dans une position leur permettant potentiellement d'influencer le contenu des PPE à l'avantage de leurs clients porteurs de projets. Aucune disposition du code de l'énergie n'est prévue pour éviter ce type de conflit d'intérêts. Il conviendrait de remédier à ce manque.

Enfin, le rôle de la CRE dans l'élaboration des PPE est ambigu. Certes, son rôle officiel dans ce processus est réduit. Mais de fait elle dispose de l'expertise technique la plus avancée sur ces sujets et elle est souvent sollicitée pour appuyer les acteurs responsables de cette élaboration (État et collectivités). Elle peut aussi parfois être tentée de jouer un rôle proactif pour compenser leurs lacunes. La CRE a ainsi rédigé, à la demande du préfet de Mayotte, des propositions pour élaborer la PPE ; elle a, à la demande du Gouvernement, fourni une analyse qui a permis d'amener la collectivité de Guadeloupe à reconsidérer en profondeur son projet de PPE ; plus globalement, elle a fait de nombreuses propositions à l'issue de ses missions de terrain dans les ZNI entre 2015 et 2018 ; enfin, en février 2022, le président de la CRE a fixé, par courrier, des orientations à chaque préfet concernant l'élaboration de la PPE de son territoire.

Une convention de partenariat pluriannuelle signée en novembre 2022 par la CRE avec la collectivité territoriale de Martinique couvre la période 2022-2025. Elle a pour objet d'« *encadrer l'accompagnement et l'expertise que la CRE apporte à la Martinique pour la réussite de sa transition énergétique* ». Son champ est large : révision de la PPE ; études préalables à la réalisation d'installations de production ; développement des filières d'EnR, notamment photovoltaïque et géothermie ; maîtrise de la demande d'électricité (MDE). Chacune des actions envisagées pour ces quatre rubriques devra faire l'objet d'une convention particulière entre la CRE et la collectivité.

S'agissant de la PPE, les actions envisagées sont les suivantes : d'une part, expertise technique sur l'élaboration des objectifs de la PPE et ses impacts économiques (sur sollicitation expresse de la collectivité ou du comité de rédaction de la PPE) ; d'autre part, participation de la CRE à certaines réunions du comité de pilotage et du comité technique PPE « *lorsque cela est pertinent* ».

La CRE est ainsi amenée à jouer un rôle qui n'est pas prévu dans les textes, ce qui est problématique, étant donné l'importance de la politique énergétique et des enjeux financiers et industriels pour les territoires concernés.

Recommandation n° 7. (SG MTECT, DGEC, 2023) : Renforcer les compétences en matière de politique énergétique des services déconcentrés de l'État chargés de l'élaboration et du suivi des PPE dans les ZNI.

Recommandation n° 8. (DGEC, 2023) : Instaurer dans la procédure d'élaboration des PPE dans les ZNI, une règle d'incompatibilité entre les rôles d'assistant à maîtrise d'ouvrage des collectivités et de conseil des opérateurs industriels.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

L'objectif d'autonomie énergétique des ZNI, introduit dans le dispositif de soutien à ces zones, s'avère mal défini et difficile à combiner avec les autres axes de ce dispositif, au risque de faire perdre de vue les objectifs opérationnels de sécurité d'approvisionnement et d'équilibre du réseau électrique et d'entraîner une moindre maîtrise des coûts.

Une partie du dispositif de soutien aux ZNI repose, par ailleurs, sur une co-production de mesures entre État et collectivités territoriales. Mais cette architecture est largement défailante.

En premier lieu, les choix locaux pour la mise en œuvre de la transition énergétique se font sans étude d'impact en termes de sécurité d'approvisionnement et de coûts, et sans scénarios de mix énergétiques cibles par territoire qui permettraient de fixer les étapes intermédiaires à franchir. Une vision claire, arbitrée et partagée des principaux scénarios envisageables en vue de cette transition dans chacun de ces territoires serait pourtant nécessaire. Il apparaît opportun que les gestionnaires de réseau des ZNI établissent des scénarios chiffrés de mix de production cible à l'horizon d'une quinzaine d'années.

En second lieu, l'outil des PPE est à revoir en grande partie. Les retards massifs de renouvellement accumulés dans presque toutes les ZNI signent l'échec d'une méthode ambitieuse mais dévoyée par des enjeux ou des conflits locaux et une procédure inadaptée.

Une meilleure prise en compte dans les PPE des politiques de transport, de stockage de l'énergie et de gestion des déchets s'avère à cet égard nécessaire, de même qu'une meilleure prévention des conflits d'intérêts au niveau local. À cet effet, les moyens d'expertise des services de l'État dans les ZNI gagneraient à être renforcés.

ANNEXES

Annexe n° 1.	Les principales réalisations et projets d'interconnexion en cours (Méditerranée, France, Irlande)	60
Annexe n° 2.	Évolution des charges de service public de l'énergie (2003- 2022)	63
Annexe n° 3.	Circuit financier de la compensation des coûts de production	64

Annexe n° 1. Les principales réalisations et projets d'interconnexion en cours (Méditerranée, France, Irlande)

Le groupe français Nexans, un des leaders mondiaux du secteur, et le groupe italien Prysman ont installé en 2011 deux câbles sous-marins de 250 km de long jusqu'à une profondeur de 1 500 mètres reliant les Baléares à l'Espagne et permettant de transporter 200 MW chacun. Le contrat avait été attribué en 2007 à ce consortium pour un coût de 267 M€⁵⁶.

En novembre 2021, Nexans a remporté auprès de Terna, l'opérateur du réseau de transport italien, un contrat-cadre d'un montant d'environ 650 M€ portant sur la fourniture d'une solution de câblage d'interconnexion destinée au projet de liaison *Tyrrhenian* en Italie. Dans le cadre de ce contrat, Nexans va fabriquer et poser 500 km de câble 500 kV à imprégnation de matière (IM) et de câble fibre optique (FO) par plus de 2000 m de profondeur d'eau, soit le câble d'énergie sous-marin le plus profond jamais posé en Méditerranée. Le projet *Tyrrhenian* a pour objet de créer entre la Sicile, la Sardaigne et la Campanie un nouveau corridor électrique de 1 GW qui permettra de mettre en place la première boucle entre les deux îles et le réseau continental italien.



En novembre 2021 également, Nexans a débuté la pose du câble sous-marin d'une capacité de 500 MW destiné à relier la Crête à la Grèce continentale, interconnexion qui est entrée en service en juillet 2022. Le montant du contrat qui portait sur la partie sous-marine de la liaison, soit 335 km était d'environ 220 M€. Certaines sections du câble sont situées à 1 200 mètres de profondeur. Un deuxième câble entrera en service en 2024 doublant la capacité de transport à 1 000 MW. Le projet comprend ces deux liaisons, deux centrales de conversion et une sous-station et son montant total, en partit pris en charge par l'UE, est d'environ 1 Md€. L'opérateur grec du réseau de transport a évalué à 550 M€ par an les économies générées par le projet qui permettra par arrêt des centrales à charbon et au fioul de réduire les émissions de CO2 de la Grèce. Un groupe néerlandais a pour sa part construit et posé un autre câble de 135 km reliant la Crête au Péloponnèse.

⁵⁶ Siemens s'est vu attribuer le marché de construction de deux centrales de conversion pour 100 M€.



En juillet 2022, EuroAsia Interconnector Limited, promoteur du projet européen d'interconnexion entre les réseaux électriques d'Israël, de Chypre et de la Grèce (Crète) a retenu Nexans comme fournisseur préférentiel pour l'attribution de la fourniture et de la pose de câbles à courant continu haute tension destinés à la liaison Chypre-Grèce (Crète) de 1 000 MW (et à terme 2 000 MW) par une profondeur record de 3 000m.



En juin 2022 ont démarré les analyses coûts bénéfiques du projet d'interconnexion de 2 GW devant relier la Grèce, via la Crète et l'Égypte. Le démarrage du projet est prévu pour la mi 2023.

Les 29 îles grecques constituant jusqu'ici des ZNI sont en cours de fusion du fait de la mise en place d'interconnexions entre plusieurs d'entre elles ou de disparition lorsque l'une d'entre elles est relié au réseau continental. L'objectif des autorités grecques est de faire

disparaître ces ZNI et de faire de la Grèce, alors reliée à Chypre, Israël et l’Égypte un hub électrique permettant l’exploitation du gisement solaire d’Égypte.

En novembre 2022, Nexans s’est vu attribuer le contrat *Celtic Interconnector* prévoyant le raccordement des réseaux français et Irlandais par une liaison de 575 km, dont 500 km de câble sous-marin, plus longue liaison électrique sous-marine au monde. Les deux câbles permettront le transport de 700 MW à partir de 2026. Le coût total du projet est passé de 930 M€ à 1,48 Md€⁵⁷ de 2019 à novembre 2022, ce qui n’a pas dissuadé la CRE et son homologue irlandaise de donner leur accord.

⁵⁷ Auxquels s’ajoutent 141 M€ de provisions pour risques.

Annexe n° 2. Évolution des charges de service public de l'énergie
(2003-2022)

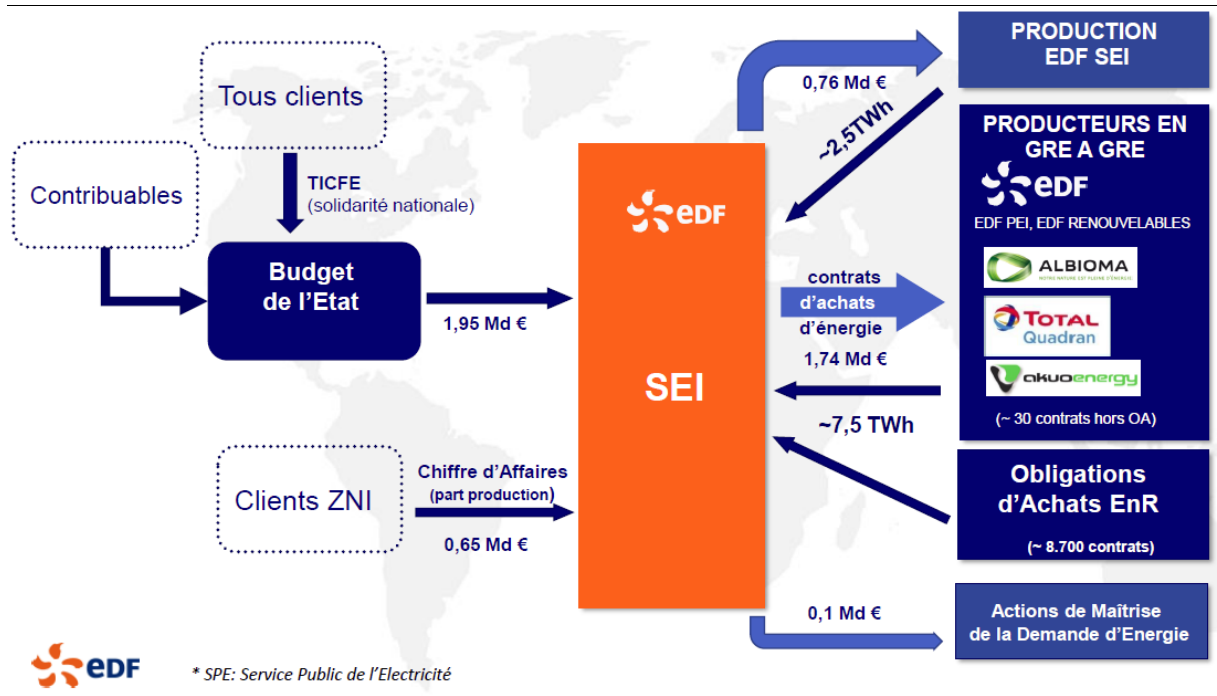
Tableau 1 : Historique d'évolution des charges de service public de l'énergie

M€		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 prév	2022 reprév	2023 prév			
1. Soutien ENR électrique en métropole	1. Éolien terrestre	15,9	29,9	31,2	76,8	158,8	80,9	319,2	344,1	399,7	550,0	641,8	814,8	1 024,2	1 004,0	1 103,5	1 193,8	1 592,7	1 948,4	200,1	1 277,7	-3 997,4	-3 586,7			
	2. Éolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	82,3	-37,9	-98,6			
	3. Photovoltaïque	0,0	0,1	0,3	0,3	1,1	7,8	54,3	208,9	794,9	1 683,2	1 919,9	2 202,8	2 378,0	2 444,9	2 525,1	2 460,3	2 746,6	2 892,2	2 275,7	2 957,8	566,6	336,7			
	4. Bio-énergies	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	523,4	574,2	641,4	503,4	624,7	-212,3	-301,7			
	5. Autres énergies	126,1	171,4	57,6	33,5	162,6	-93,6	187,6	153,7	151,8	228,4	351,4	477,7	542,0	660,0	642,4	221,7	253,8	312,4	-24,8	211,3	-596,7	-619,3			
	TOTAL	142,0	201,9	89,1	110,7	322,5	-4,9	561,1	706,7	1 346,4	2 461,6	2 913,1	3 495,0	3 944,1	4 109,0	4 271,1	4 399,3	5 167,3	5 794,3	2 954,4	5 153,8	-4 277,8	-4 269,7			
2. Injection biométhane		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,0	2,7	7,1	18,6	32,8	54,6	107,7	200,5	221,9	712,9	135,4	343,0			
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique																	383,4	500,5	506,9	566,2	670,3	592,6	748,1		
	2. Mécanismes de solidarité	409,9	431,2	564,2	661,5	762,3	897,1	1 033,2	1 018,3	1 315,9	1 508,6	1 665,0	1 838,1	1 871,1	1 752,3	1 686,7		1 398,3	1 444,8	1 486,2	1 625,8	1 493,3	1 956,6	1 729,9		
	TOTAL																									
4. Cogénération et autres moyens thermiques		862,8	900,8	726,1	767,8	860,9	887,3	1 002,2	867,7	838,5	766,1	554,1	480,8	499,6	501,0	528,7	715,5	730,0	642,6	654,0	646,1	819,5	376,7			
5. Effacement		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	6,7	3,0	13,1	40,0	86,6	72,0			
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL																	24,3	23,4	23,3	24,1	24,1	24,6	24,8		
	2. Affichage déporté	0,0	2,0	23,7	34,4	43,9	64,9	84,7	79,8	88,7	125,5	182,6	303,3	390,0	415,3	394,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	4,7	12,6		
	3. Autres																	112,5	3,4	4,3	4,8	6,6	7,1	6,4		
	TOTAL																									
7. Frais divers	1. Frais de gestion																		50,1	47,6	49,0	54,7	57,2	62,9	68,1	73,2
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Electricité																									
	2. Gaz																									
	TOTAL																									
TOTAL	1 414,7	1 535,3	1 403,1	1 574,3	1 989,5	1 844,5	2 681,2	2 672,6	3 589,5	4 862,1	5 315,8	6 119,9	6 712,0	6 796,2	6 964,3	7 145,0	8 032,9	8 715,8	6 473,2	8 810,3	1 322,5	-1 900,1				

Source : CRE, annexe 7 de la délibération du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

Annexe n° 3. Circuit financier de la compensation des coûts de production

Schéma n° 1 : Les Charges de Service Public de l'Électricité : la compensation par le budget de l'Etat des couts de production et de MDE (annuelle)



Source : EDF SEI (présentation à la Cour)