

RAPPORT

Rapport de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2024 relatif à l'analyse du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Saint-Barthélemy et de son impact sur les charges de service public de l'énergie

Introduction

Depuis 2007, l'île de Saint-Barthélemy dispose du statut de Collectivité territoriale d'outre-mer, régie par l'article 74 de la constitution, et est donc compétente en matière d'énergie. La Collectivité n'est donc pas soumise aux objectifs de mix 100 % renouvelable et d'autonomie énergétique à horizon 2030 énoncés au 8° du I) de l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

À la suite de l'ouragan Irma et afin d'accompagner la reconstruction des infrastructures de l'île, une convention-cadre a été signée avec l'Etat le 15 septembre 2020. Cette convention prévoit en son article 5 la transposition de certaines dispositions du code de l'énergie dont celles relatives à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le code de l'énergie du territoire précise que le I) de l'article L. 100-4 du code de l'énergie « est la déclinaison d'un objectif national général et fixe des orientations générales qui ne constituent pas un engagement de la collectivité [et qu'] il reviendra à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de fixer la part d'énergies renouvelables dans le mix local à horizon 2030, ainsi que l'horizon temporel pour arriver à l'autonomie énergétique. »

Par une délibération du 22 décembre 2022, le conseil territorial de Saint-Barthélemy a adopté un projet de PPE, qu'il a soumis à l'avis du gouvernement en application des articles 2 et 5 de la convention-cadre. Par un courrier du 7 juillet 2023, la DGEC a saisi la CRE pour évaluer l'impact des objectifs retenus dans le projet de PPE sur les charges de service public de l'énergie. La DGEC a également sollicité la CRE sur la question du dimensionnement des moyens thermiques de production d'électricité du territoire, ainsi que sur la fixation du niveau de tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque.

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

La présente note a pour objet d'analyser le projet de PPE qui a été soumis à la CRE et d'évaluer son impact sur les charges de service public de l'énergie. Les principales recommandations formulées par la CRE dans le cadre de son analyse sont synthétisées ci-dessous.

Recommandations d'ordre général

Concernant le périmètre de la péréquation

La CRE recommande que soit étudiée dans les plus brefs délais la mise en place d'un mécanisme permettant d'exposer les plus grosses consommations aux coûts réels de production, afin d'encourager la sobriété énergétique, et de limiter l'exposition des mécanismes de solidarité nationale au modèle de développement économique retenu par le territoire.

Principales recommandations de la CRE sur le projet de PPE

Concernant les mesures de maîtrise de la demande et le cadre de compensation

La CRE recommande que la collectivité mette en place des contraintes réglementaires importantes portant sur la qualité des matériels importés, sur la réglementation thermique, et sur les économies d'eau, l'eau potable étant produite par désalinisation d'eau de mer, process très consommateur d'électricité à l'échelle du territoire.

Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables pilotables

La CRE recommande que les objectifs de développement de la biomasse liquide à horizon 2028 et 2033 soient limités à 48 MW.

Concernant les objectifs de valorisation des énergies de récupération, la CRE alerte sur le fait que la priorité doit aller à la réduction des volumes de déchets produits, et que seuls les volumes résultant de cette politique de réduction ambitieuse doivent faire l'objet d'une valorisation énergétique.

Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales

La CRE accueille favorablement les objectifs de développement du photovoltaïque et de l'éolien, qui permettront de réduire le recours aux moyens de production pilotables, dont les coûts de fonctionnement sont importants. De plus, la CRE soutient le lancement des études de potentiels concernant les filières éolien off-shore et énergies marines.

Concernant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque produite

La CRE recommande que soit transposé à Saint-Barthélemy, l'arrêté tarifaire dit « S24 ZNI » dans ses dispositions relatives à la Guadeloupe. À la lumière des spécificités du territoire, la CRE recommande que les installations existantes puissent bénéficier d'un tarif de rachat, à un niveau inférieur à celui résultant de l'application de l'arrêté à une installation neuve.

Concernant le déploiement des infrastructures de recharges des véhicules électriques

La CRE recommande que soit étudiée la possibilité d'interdire les bornes de recharges rapides sur le territoire, au vu des spécificités géographiques de l'île.

Concernant la planification du développement du réseau

La CRE souhaite que soit intégré au projet de PPE le plan de développement de réseau prévu à l'article L. 322-11 du Code de l'énergie.

Paris, le 28 mars 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Sommaire

1. Analyse et observations de la CRE	4
1.1. Concernant le maintien de la péréquation tarifaire	4
1.2. Sur la maîtrise de la demande en électricité (MDE)	5
1.3. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables piloteables	5
1.4. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales	7
1.5. Infrastructure de recharge des véhicules électriques	8
1.6. Plan de développement du réseau	8
2. Chiffrage des charges de service public induites par la mise en œuvre du projet de PPE	9
2.1. Estimation de la consommation d'électricité du territoire et des coûts de MDE	9
2.2. Investissements induits par la mise en œuvre du projet de PPE	10
2.3. Résultats du chiffrage de la CRE	11
2.4. Sensibilité des résultats aux hypothèses de consommation	11
2.5. Conclusions	12

1. Analyse et observations de la CRE

À titre liminaire, la CRE souligne que les PPE représentent un document programmatique, qui permet d'assurer la cohérence des politiques énergétiques d'un territoire à horizon 10 ans. Les PPE permettent ainsi au gestionnaire de réseau de déclencher les investissements nécessaires à l'insertion des énergies renouvelables, dans la limite des objectifs fixés par les PPE, ainsi que de s'assurer du respect du critère de défaillance aux horizons visé par le document.

Il est également nécessaire de rappeler les spécificités de l'île de Saint-Barthélemy, dont le modèle de développement économique repose en grande partie sur le tourisme d'ultra-luxe, fortement consommateur d'énergie, et avec des attentes importantes en termes de qualité de fourniture. À titre d'illustration, en 2022, la consommation moyenne par habitant était de 13,6 MWh. La consommation moyenne par habitant pour la même année en Guadeloupe était de l'ordre de 4,4 MWh.

En raison de l'isolement et de la fragilité du système électrique de l'île, la puissance de raccordement était historiquement limitée à 6 puis 12 kVA pour les consommateurs résidentiels. Afin de lutter contre la recrudescence des groupes électrogènes installés par les consommateurs résidentiels, la collectivité et EDF ont fait le choix de supprimer cette limitation, tout en taxant fortement les raccordements supérieurs à 12 kVA.

Le modèle de développement économique choisi par Saint-Barthélemy a pour conséquence un soutien budgétaire au travers des charges de SPE par habitant considérablement plus élevé que dans les autres ZNI. En effet, en 2022 les charges nettes à Saint-Barthélemy se sont élevées à près de 2 200 €/hab. À titre de comparaison, les charges nettes constatées en Guadeloupe pour la même année n'atteignaient que 1 000 €/hab. Par ailleurs, le chiffrage des objectifs du projet de PPE, réalisé en partie 2, laisse entrevoir des charges de SPE qui pourraient atteindre 5 700 €/hab en 2028.

Bien que le territoire connaisse, à certaines périodes de l'année, un quasi doublement de sa population lié au tourisme, la consommation d'énergie par habitant y est largement supérieure à la consommation moyenne constatée dans l'hexagone, et à plus forte raison, dans les autres ZNI. Dans ce cadre, la CRE considère que les mécanismes de solidarité supportés par les contribuables français doivent être adaptés afin de ne pas subventionner un modèle de développement économique extrêmement consommateur d'énergie. Ces travaux pourront s'inscrire dans le cadre de la reconduction de la convention cadre sur l'énergie.

1.1. Concernant le maintien de la péréquation tarifaire

Le mécanisme de péréquation tarifaire a vocation à protéger les consommateurs ultramarins des inégalités découlant des coûts de production de l'électricité, largement supérieurs en ZNI par rapport à la France hexagonale, ainsi qu'à permettre à ces territoires de financer leur transition énergétique sans dégrader leur compétitivité et sans mettre en péril leur développement économique.

Le territoire de Saint-Barthélemy présente la spécificité d'avoir choisi comme modèle de développement économique le tourisme d'ultra luxe. S'il permet à l'île d'exceller dans de nombreux domaines du tourisme de luxe et d'assurer une part importante de son autonomie financière, ce modèle induit également une consommation d'électricité par habitant 3 à 4 fois supérieure à celle des autres ZNI, dont sa voisine directe, l'île de Saint-Martin.

En 2022, la production d'électricité à Saint-Barthélemy a ainsi représenté un coût total de 47,2 M€. Sur ce total, 24,2 M€ ont été financés par les consommateurs locaux soumis aux tarifs réglementés de vente d'électricité, et 23 M€ par la solidarité nationale au titre de la péréquation tarifaire. Par ailleurs, comme détaillé dans la partie suivante du rapport, avec le renouvellement des actifs de production et la conversion au bioliquide, ces montants seront amenés à augmenter fortement dans les prochaines années.

Afin de ne pas subventionner au titre d'un mécanisme de solidarité nationale une consommation d'électricité très largement supérieure à la moyenne hexagonale, la CRE recommande, comme détaillé au 1.3, de limiter le financement des moyens de production par les charges de SPE aux capacités de production nécessaires pour alimenter une consommation raisonnée du territoire. Néanmoins, la CRE se tient à l'entière disposition de la collectivité pour l'accompagner, tant sur les questions techniques que contractuelles, si cette dernière souhaitait financer, en fond propre, une augmentation concomitante ou ultérieure de la puissance installée de la centrale de Public afin de répondre aux besoins supplémentaires que pourrait entraîner le modèle de développement économique du territoire.

Dans ce même contexte, et afin d'encourager la sobriété énergétique et les politiques de Maitrise de la Demande d'Énergie (MDE) tout particulièrement importantes sur le territoire de Saint-Barthélemy, la CRE recommande que soit étudiée la possibilité d'exposer les plus grosses consommations de Saint-Barthélemy au coût réel de production de l'électricité sur le territoire.

Ce mécanisme d'exposition, dont les contours devront être précisés lors des travaux accompagnant la reconduction de la convention énergie, pourra s'appuyer sur des principes tels que :

- Le mécanisme de taxation de la consommation mis en place par la collectivité, dont le produit devra contribuer à l'allègement des charges de service publics de l'énergie ;
- Une tarification progressive de l'électricité visant à facturer les tranches de consommations élevées à un prix plus proche du coût de production réel du territoire ;
- Un mécanisme de partage des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique entre l'État et la collectivité.

Le mécanisme retenu pourra également s'appuyer sur une combinaison des principes énoncés.

1.2. Sur la maîtrise de la demande en électricité (MDE)

La maîtrise de la demande en électricité fait partie intégrante de la transition énergétique des territoires.

Dans ce but, la CRE a étendu, par délibération du 21 avril 2022, les cadres de compensations MDE au territoire afin d'inciter les consommateurs à s'orienter vers des équipements moins consommateurs d'énergie.

La réglementation sur la limitation de la puissance de raccordement imposait historiquement une puissance maximale de 12 kVA pour le secteur résidentiel. La CRE souligne l'importance de continuer à sensibiliser les usagers à la maîtrise des appels de puissance sur le réseau, notamment dans le cadre du développement de la filière photovoltaïque et de l'autoconsommation. La CRE note toutefois que cette limite a encouragé l'émergence de groupes électrogènes chez les particuliers, ce qui démontre la priorité à accorder à la maîtrise globale des consommations énergétiques.

Le cadre MDE prévoit également la possibilité d'aider le segment tertiaire hors hôtellerie et locations saisonnières ainsi que les particuliers à financer la réalisation d'un diagnostic énergétique obligatoire pour toute demande de raccordement supérieure à 9 kVA. Cette mesure pourra être réévaluée périodiquement, en fonction des actions concrètes de MDE qui verront le jour à la suite de ces diagnostics.

La CRE recommande que la collectivité, qui bénéficie d'un important pouvoir législatif, mette en œuvre des contraintes réglementaires importantes afin d'interdire l'import d'équipements peu performants sur le territoire, de créer une réglementation thermique contraignante pour les bâtiments neufs, d'imposer la mise en place d'équipements de lutte contre le gaspillage d'eau potable (lutte contre l'évaporation, récupération de l'eau de pluie, interdiction de l'import d'espèces végétales fortement consommatrices, etc.), l'eau potable étant produite par désalinisation d'eau de mer, process très consommateur d'électricité à l'échelle du territoire.

1.3. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables pilotables

L'île de Saint-Barthélemy n'est interconnectée à aucun autre réseau électrique. De plus, en raison de sa petite taille, elle ne bénéficie pas du foisonnement de la production lié à l'étalement géographique de la production. Ainsi, le développement des énergies renouvelables intermittentes doit s'accompagner de la mise en place de moyens de stockage et du maintien, au moins dans un premier temps, d'une puissance pilotable importante afin de sécuriser l'équilibre offre-demande du territoire.

Concernant le dimensionnement de la centrale de Public, et sa conversion au bioliquide

La centrale de Public, d'une puissance nominale de 34 MW, est constituée de :

- 2 moteurs de 7,8 MW mis en service fin 2013 ;

- 6 moteurs de 3,1 MW installés entre 1988 et 1997, qui feront prochainement l'objet d'un remplacement.

Le remplacement des 6 moteurs en fin de vie par des nouveaux groupes, d'une puissance unitaire plus importante, est proposé par EDF. La question du dimensionnement des moyens de production est abordée à l'occasion de ce remplacement.

Comme largement exposé ci-avant, la consommation d'électricité par habitant à Saint-Barthélemy est deux fois plus élevée qu'en France hexagonale. Dans ces conditions, la CRE considère qu'un espace important existe pour la réalisation d'économies de consommation, et que le dimensionnement des moyens de production pilotable doit prendre en compte cette réalité.

Les anticipations d'évolution de la consommation d'énergie et de la pointe de l'île, réalisées par le gestionnaire de réseau, permettent d'identifier un besoin de puissance pilotable à horizon 2038 afin de respecter le critère de défaillance du système compris entre 45 MW (scénario Emeraude) et 52 MW (scénario Azur). À la lumière des éléments présentés ci-dessus, la CRE considère que tous les efforts doivent être engagés sur le territoire pour rejoindre le scénario de consommation Emeraude et en faire un scénario central d'évolution des consommations.

Dans ce cadre, la CRE retient pour le dimensionnement de la centrale de Public l'hypothèse d'un besoin de puissance pilotable à horizon 2038 de 45 MW et propose que les 6 moteurs en fin de vie soient remplacés par 4 moteurs d'une puissance unitaire de 8 MW.

Le projet de PPE transmis à la CRE prévoit pour la biomasse liquide :

- 2028 : 50 MW ;
- 2033 : 60 MW.

La CRE recommande que les objectifs de développement de la biomasse liquide soient modifiés comme suit :

- 2028 : 48 MW ;
- 2033 : 48 MW.

La CRE souligne en tout état de cause qu'une augmentation ultérieure de la puissance de la centrale ne saurait être financée par les CSPE en l'absence d'une politique très volontariste de maîtrise de la demande, qui devra être mise en place par le territoire et être financée au moins pour partie hors contribution des charges de service public de l'énergie.

En raison de son statut institutionnel spécifique, le territoire n'est pas soumis aux dispositions de l'article L. 100-4 du Code de l'énergie, qui prévoit pour les collectivités définies à l'article 73 de parvenir à l'autonomie énergétique et à un mix de production d'électricité composé à 100 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2030. Le projet de conversion au bioliquide de la centrale de Public mène à un coût du CO₂ évité de l'ordre de 220 €/t. Dans ce cadre, et à la lumière du niveau très élevé de consommation par habitant du territoire, la CRE considère que la conversion au bioliquide de la centrale de Public devra être conditionnée à la mise en place d'une politique incitative de réduction de la consommation, afin de ne pas entraîner une explosion des charges de SPE.

Concernant la valorisation des énergies de récupération

L'île est aujourd'hui équipée de deux lignes d'incinération de déchets, qui produisent de la vapeur dont une partie est valorisée par l'usine de production d'eau potable avec un évaporateur. L'exploitant de l'usine d'incinération de déchets porte aujourd'hui un projet de turbine à vapeur de 310 kW qui permettrait de valoriser la part résiduelle de vapeur, à des fins de production d'électricité.

Si la valorisation énergétique des déchets offre aux territoires insulaires une solution alternative à l'enfouissement ou à l'export des déchets, et qu'elle permet de participer à l'autonomie énergétique des territoires en raison du caractère local de la ressource, la CRE souhaite rappeler que la priorité des politiques publiques doit aller à la réduction des volumes de déchets produits, au travers de la mise en place de politiques de prévention et de « valorisation matière ».

La CRE accueille donc favorablement les objectifs de 0,4 MW de valorisation des déchets inscrits à horizon 2028, qui permettront de valoriser énergétiquement une ressource existante, mais appelle cependant le territoire à développer fortement les politiques de maîtrise de la hausse des volumes de déchets produits sur le territoire, et souhaite donc que l'objectif de 1 MW de valorisation énergétique des déchets à horizon 2033 soit conditionné par la mise en œuvre d'une politique volontariste de réduction des volumes à traiter.

1.4. Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables fatales

L'ensemble de la production d'électricité est aujourd'hui assuré par la centrale thermique de Public, exploitée par EDF SEI. Cette centrale est composée de 6 moteurs de 3 MW installés entre 1988 et 1997 et de deux moteurs de 8 MW installés en 2013. Les groupes les plus anciens nécessitent d'être remplacés à court terme afin de sécuriser l'équilibre offre-demande de l'île.

Afin de pallier les risques d'indisponibilité des moyens de production ou du réseau, ainsi que les limitations réglementaires concernant la puissance de raccordement, de nombreux groupes électrogènes ont été installés chez les particuliers. Plus récemment, le territoire a vu se développer des systèmes d'appoint PV + Batterie, installés chez les particuliers et fonctionnant de façon autonome du réseau, en l'absence de tarif d'achat de l'électricité produit, et de spécifications techniques du gestionnaire de réseau. Le volume total d'installations PV existantes sur l'île est estimé à 1,2 MWh.

Le projet de PPE du territoire a pour ambition d'atteindre dès 2028 une production d'électricité 100 % renouvelable avec la conversion de la centrale de Public au bioliquide, et le développement des énergies renouvelables intermittentes. À plus long terme, le territoire ambitionne de se rapprocher de l'autonomie énergétique avec le développement massif du photovoltaïque accompagné des autres sources de production intermittentes et du développement de capacités de stockage d'électricité.

Néanmoins, l'espace limité pour le développement des énergies renouvelables terrestres autres que le photovoltaïque fait reposer ces ambitions sur le développement de technologies peu matures à ce jour (énergies marines et petits parcs éolien offshore), dont la faisabilité technique et économique restera à démontrer par la réalisation des études prévues dans le projet de PPE.

Concernant les objectifs de développement du photovoltaïque

Le projet de PPE fixe un objectif de 10 MWh de photovoltaïque installé en toiture à horizon 2028 et de 20 MWh à horizon 2033. Ces objectifs, à la fois ambitieux et cohérents avec les besoins identifiés, sont accueillis favorablement par la CRE.

En raison du statut particulier du territoire, et du transfert de la compétence énergie en 2012, il n'existe actuellement aucun mécanisme de soutien. L'atteinte de ces objectifs nécessitera donc la création d'un dispositif ad hoc par la collectivité, dispositif qui fera l'objet d'un financement au travers des charges de service public de l'énergie. Dans ce cadre, la CRE considère favorablement l'adoption par la collectivité d'un arrêté tarifaire sur le modèle de l'arrêté « S24 ZNI » et des niveaux de tarif relatifs à la Guadeloupe. L'adoption rapide de cet arrêté permettra d'offrir à la filière locale des perspectives de développement, et d'accompagner l'atteinte des objectifs de développement du photovoltaïque inscrits dans la PPE.

Dans la limite du respect des règles de raccordement au réseau de distribution, la CRE est également favorable à ce que les installations déjà en service puissent bénéficier d'un tarif d'achat, à un niveau moindre que celui dont bénéficient les installations neuves.

La CRE accueille favorablement la volonté de la collectivité de travailler à l'identification de zones pouvant accueillir des installations photovoltaïques au sol et pourra accompagner le développement d'un mécanisme de soutien pour ce type d'installations si un potentiel venait à être identifié.

Concernant les objectifs de développement de l'éolien terrestre

La PPE prévoit le développement de 4 MW à horizon 2028. Cet objectif, relativement bas, s'explique par les fortes contraintes d'acceptabilité de cette technologie, ainsi que par le statut de réserve naturelle des zones à moindre enjeux touristiques. La collectivité souhaite néanmoins que soit analysé au cas par cas un éventuel projet, ainsi que la possibilité du développement des éoliennes à axe vertical chez les particuliers.

Si la CRE accueille favorablement les ambitions de la collectivité, elle attire néanmoins l'attention sur le manque de maturité économique de la filière éolienne à axe vertical, qui laisse planer de nombreuses inconnues sur les capacités de déploiement à grande échelle de la filière.

Concernant le développement de la filière éolien offshore

Le projet de PPE ne comporte pas d'objectif de développement de l'éolien offshore. La CRE accueille néanmoins favorablement la volonté de la collectivité de réaliser des études de potentiel. Elle attire l'attention sur la taille critique des parcs nécessaires à leur compétitivité économique, et souligne le fait qu'au vu de la taille des réseaux électriques des îles du nord, le développement de l'éolien offshore ne pourra se faire que dans le cadre d'une interconnexion d'une ou plusieurs des îles du banc d'Anguille.

Concernant le développement des filières énergies marines

Le projet de PPE ne fixe aucun objectif de développement des filières, mais prévoit cependant le lancement d'une étude de gisement.

Si elle accueille favorablement le lancement des études de gisement, la CRE attire cependant l'attention sur le manque de maturité technico-économique des filières énergies marines dans leur ensemble, et rappelle que les filières les plus matures doivent faire l'objet d'un développement prioritaire.

1.5. Infrastructure de recharge des véhicules électriques

Au vu des particularités géographiques du territoire, la CRE recommande que la collectivité étudie la possibilité d'interdire ou de restreindre fortement, par voie réglementaire, l'installation de bornes de recharge rapide sur l'île. En effet, le développement du véhicule électrique n'a de sens qu'en présence d'un mix électrique décarboné, et en cas de pilotage de la recharge et de limitation des appels de puissance, afin de ne pas mettre en danger la stabilité du système électrique.

1.6. Plan de développement du réseau

L'article L. 322-11 du Code de l'énergie, dont la transposition dans le droit local est prévue à la section 1 du chapitre 1 du Code de l'énergie de Saint-Barthélemy, prévoit que « *Le gestionnaire de réseau de distribution publie au moins tous les deux ans un plan de développement de réseau. Ce plan de développement du réseau offre de la transparence quant aux services de flexibilité à moyen et long termes qui sont nécessaires, et énonce les investissements programmés pour les cinq à dix prochaines années, l'accent étant mis, en particulier, sur les principales infrastructures de distribution nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques. Il inclut également le recours à l'effacement de consommation d'électricité, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau.* ».

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

En conséquence, la CRE souhaite que la PPE prévoie la publication de ce plan de développement, afin de préparer le développement et l'insertion de la production diffuse liée au développement des énergies renouvelables fatales. La fréquence de publication pourra être ajustée à la lumière de l'évolution des enjeux réseau du territoire.

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

Les charges de service public correspondent à la différence entre les coûts de production du système et les recettes tarifaires du fournisseur, liées à la vente des tarifs réglementés, pouvant être affectées à la production (la part production des tarifs réglementés de vente, PPTV), ainsi que des coûts d'achat supportés par le fournisseur historique dans le cadre du développement des énergies renouvelables.

La CRE considère qu'il y a lieu de mettre en évidence l'ensemble des charges de SPE induites par la réalisation du parc cible de la PPE, ce qui suppose de prendre en compte (i) les charges induites par le développement de nouveaux moyens de production sur la durée de leur contrat et (ii) les charges résultant des engagements passés. Les nouveaux investissements prévus par le projet de PPE et affectant les charges de SPE sont les suivants :

- Le renouvellement de la centrale thermique de Public ;
- Le développement de la production renouvelable fatale (solaire et éolien) ;
- La valorisation des énergies de récupération (déchets) ;
- Les coûts liés à la mise en œuvre d'un plan de maîtrise de la demande en électricité, dans une moindre mesure.

Les charges résultantes des engagements passés correspondent aux coûts induits par les moteurs existants de la centrale thermique de Public, qui seront encore en service pendant tout ou partie de l'échéance visée par la PPE.

Les coûts variables résultent de l'appel relatif des différents moyens, avec une priorité d'injection pour les énergies renouvelables intermittentes.

La part variable des charges de SPE est grandement dépendante des deux hypothèses suivantes :

- L'évolution du coût du baril de pétrole, puis dans un second temps, l'évolution du coût d'approvisionnement en bioliquide, tous deux pris comme suivant l'inflation prévisionnelle de 2 % par an ;
- L'évolution de la consommation d'électricité sur le territoire. La part production des tarifs réglementés de vente représente un revenu annuel de l'ordre de 13,6 M€ pour le fournisseur historique en 2022. Celui-ci doit être déduit des coûts de production pour pouvoir chiffrer les charges engendrées par la mise en œuvre de la PPE.

L'ensemble des chiffrages est fait en somme non actualisée d'euros courants, avec une hypothèse d'inflation à 2 % par an.

2.1. Estimation de la consommation d'électricité du territoire et des coûts de MDE

Consommation d'électricité

L'évolution de la consommation d'électricité de l'île dépend de plusieurs facteurs macro-économiques :

- L'évolution démographique, qui se situe à la hausse sur le territoire ;
- L'intensification des actions de MDE, portant notamment sur l'isolation et l'éclairage performant, de nature à diminuer la consommation d'électricité ;
- Les évolutions des conditions climatiques liées au changement climatique, pourraient conduire à une hausse de la consommation électrique : des températures plus élevées viendraient augmenter le recours à la climatisation ;
- Le développement planifié des véhicules électriques devrait créer un nouveau besoin de consommation. Ces derniers pourraient toutefois permettre de stocker l'énergie solaire excédentaire ;
- Le développement économique du territoire, qui est l'un des plus importants facteurs actuels de hausse de la consommation d'électricité.

L'impact de chacun de ces facteurs étant difficilement quantifiable, la CRE retient, pour son scénario de référence, l'hypothèse d'une hausse de la consommation d'électricité correspondant à celle anticipée par le gestionnaire de réseaux dans le Bilan Prévisionnel (BP) 2023. Une étude de sensibilité, basée sur le scénario Emeraude du GRD a été réalisée.

La consommation sera indexée à partir de la consommation moyenne constatée en 2022. Cette consommation annuelle de référence est estimée à 142,9 GWh, pertes incluses.

MDE

Les actions de MDE financées par les cadres de compensation entraînent un bénéfice au périmètre des charges de SPE en participant à réduire la consommation des territoires. Ces économies d'électricité sont directement intégrées aux hypothèses d'évolution de la consommation utilisées dans le cadre de l'étude.

Le cadre de compensation du territoire, créé en avril 2022, n'a pour l'instant connu aucun placement en raison des difficultés logistiques liées à sa mise en œuvre. Néanmoins le budget annuel prévisionnel du cadre devrait avoisiner les 4,8 M€ à terme. L'hypothèse d'une montée en puissance du cadre jusqu'à 2028 est retenue.

2.2. Investissements induits par la mise en œuvre du projet de PPE

Le chiffrage présenté s'appuie sur des hypothèses et ne présume pas du niveau de compensation qui sera accordé pour les nouveaux moyens de production. La CRE rappelle que les nouveaux investissements du fournisseur historique ainsi que les contrats de gré-à-gré qui seront conclus entre les producteurs et EDF SEI feront l'objet d'une évaluation du coût normal et complet par la CRE.

La CRE veillera, dès lors, à ce que les coûts induits par ces installations soient justifiés et conformes aux prescriptions de sa méthodologie d'examen des moyens de production dans les ZNI.

Centrale thermique de Public

Les premiers moteurs, d'une puissance unitaire de 3,1 MW ont été mis en service entre 1988 et 1997. Ces moteurs arrivent en fin de vie et devront être remplacés à court terme afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire. De plus, ces moteurs ne respectent plus les dernières normes environnementales, en particulier sur les niveaux d'émission d'oxydes d'azote.

Deux autres moteurs, d'une puissance unitaire de 7,8 MW ont été mis en service fin 2013. Ces moteurs, relativement récents, continueront à fonctionner à un horizon supérieur à celui visé par le projet de PPE. Mis en service en 2013, ces moteurs ne sont pas totalement amortis. Il reste donc à payer une part des charges fixes engendrées par ces groupes, pour un montant estimé à 80 M€ sur les 19 prochaines années.

Photovoltaïque

La CRE est favorable à la transposition de l'arrêté S24 ZNI à Saint-Barthélemy. Le coût de développement retenu pour le photovoltaïque part donc de cette hypothèse, et tient compte de la spécificité du potentiel du territoire, soit une majorité de petites installations en toiture.

Parcs éoliens

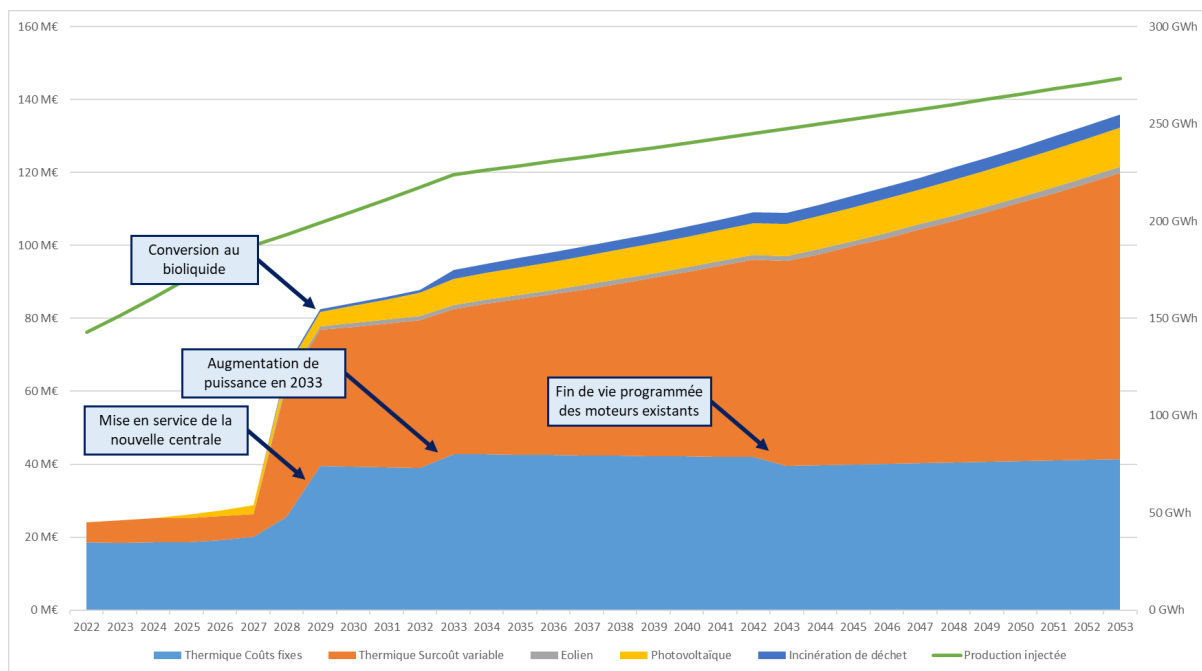
L'arrêté éolien cyclonique, actuellement en vigueur dans les Antilles, et qui pourrait être transposé à Saint-Barthélemy, prévoit un tarif d'achat de 120 €/MWh. Cependant le productible cible du territoire est inconnu. La CRE a donc basé ses estimations sur les données dont elle dispose pour les territoires voisins, tels que la Guadeloupe.

Valorisation énergétique des déchets

Les données à disposition de la CRE permettent d'estimer un coût de production pour ce type d'installation.

2.3. Résultats du chiffrage de la CRE

Sur la base de ces éléments, et des objectifs contenus dans le projet de PPE transmis à la CRE pour chiffrage, les charges de service public pour Saint-Barthélemy sur la période 2024-2038, s'élèveront à 1,15 Md€. Le graphique ci-dessous présente la chronique des charges induites par la mise en œuvre du projet de PPE dans le cadre du scénario de référence Azur. À l'horizon de la conversion de la centrale, le coût du CO2 évité est estimé à 221 €/t.



NB : Les recettes tarifaires du fournisseur, liées à la vente des tarifs réglementés, sont soustraites pour les centrales thermiques sur la part « Combustible ». La part fixe des moyens thermiques comprend l'ensemble des coûts hors combustible (amortissements, rémunération de l'investissement et charges d'exploitation).

Le développement du photovoltaïque, de l'éolien et de la valorisation des énergies fatales devrait entraîner une légère baisse des charges de SPE, dans la mesure où le coût complet de production de ces filières est inférieur au coût variable de la centrale de Public. Le développement de ces sources de production devrait permettre une économie de l'ordre de 75,5 M€ de charges de service public sur la période 2024-2038. Par ailleurs, ces filières produisent à un coût contractuel, donc relativement stable, et permettent donc de diminuer l'exposition des charges de SPE aux variations des cours du pétrole ou du bioliquide.

2.4. Sensibilité des résultats aux hypothèses de consommation

Les deux scénarios retenus d'évolution de la consommation sont les scénarios Azur et Émeraude du gestionnaire de réseau. Les résultats sont donnés dans le cas du scénario Azur, qui représente l'hypothèse centrale des modélisations. Le tableau ci-dessous détaille la sensibilité des résultats sur la période 2024-2038 à l'hypothèse de consommation.

	Recettes de vente	Achats de combustible	Charges nettes totales
Scénario « Emeraude »	-74,3 M€	-180 M€	-121,4 M€

2.5. Conclusions

Saint-Barthélemy a de nombreux défis à relever pour réussir sa transition énergétique. La production d'électricité de l'île est aujourd'hui entièrement carbonée, et la consommation par habitant y est 3 à 4 fois plus élevée que dans les autres ZNI. Les charges nettes de service public de l'énergie s'élevaient ainsi à 23 M€ en 2022, ce qui représente environ 2 170€/habitant/an.

Si le développement de la production renouvelable intermittente, ainsi que la valorisation énergétique des déchets, prévus dans le projet de PPE, devraient permettre, d'après nos hypothèses, de diminuer les charges de service public de l'énergie de près de 75,5 M€ sur la période 2024-2038, dans la mesure où le coût complet de production de ces filières est inférieur au coût variable de la centrale de Public, le projet de conversion au bioliquide de la centrale de Public va, quant à lui, entraîner une hausse massive des charges de service public de l'énergie du territoire, avec un coût du combustible qui devrait être multiplié par 1,6 par rapport à la situation actuelle. Le surcoût lié au changement de combustible pour la période 2024 – 2038 est ainsi estimé à 320 M€, auxquels s'ajoutent les coûts d'investissements nécessaires à la construction de la nouvelle centrale thermique.

Dans ce cadre, le montant total des charges de service public qui seront versées au territoire sur la période 2024-2038 est estimé à 1 152 M€. À horizon 2028, les charges annuelles nettes par habitants s'élèveront à 5 700 €, en 2038, elles devraient atteindre 7 200 €.

Dans ces conditions, et à la lumière de la situation particulière du territoire, la CRE alerte sur le coût très élevé pour les finances publiques du CO2 évité par le projet de conversion de la centrale de Public, renforcé par l'absence du mécanisme des quotas de CO2 à Saint-Barthélemy, ainsi que sur le coût globalement très élevé par habitant de la péréquation tarifaire. Ainsi la CRE recommande que soit mis en place un panel de mesures permettant de limiter l'exposition des charges de SPE au modèle de développement économique du territoire.