



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

Le Président  
2021/600

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

263CA 202109-21  
Arrivée: 23 04 2021  
N° ADIR / 121

	Dir.	PR	Inf.
Directeur			
Directeur Adjoint			
SAMP			
SG			
SAEP			
SAEB			
SAED			
SAEAB			

Paris, le 22 mars 2021

Monsieur Jean-François CARENCO  
Président de la Commission de régulation  
de l'énergie

À

Paris, le 22 mars 2021

Monsieur Jean-François CARENCO  
Président de la Commission de régulation  
de l'énergie

À

Madame Sophie MOURLON  
Directrice de l'énergie  
Direction générale de l'énergie et du  
climat  
Tour Séquoia  
92055 La Défense Cedex

**OBJET : chiffrage des charges de service public de l'énergie induites par la mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Saint-Pierre et Miquelon**

Par courrier en date du 19 juin 2020, reçu le 1<sup>er</sup> juillet 2020, vous avez sollicité la CRE pour qu'elle évalue l'impact sur les charges de service public de la mise en œuvre du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie de Saint-Pierre et Miquelon (SPM).

Je vous prie de trouver en pièce-jointe l'analyse demandée ainsi que les observations et recommandations de la CRE sur les objectifs retenus dans le projet de PPE en vue de sa finalisation.

Il convient de noter que Saint-Pierre et Miquelon est l'une des zones non interconnectées où le coût moyen de production de l'électricité est aujourd'hui un des plus élevés. En 2019, le coût moyen de production observé à SPM était de 520€/MWh, contre 256€/MWh en moyenne sur l'ensemble des zones non interconnectées. Les charges de service public de l'énergie s'élevaient ainsi à 23 M€ en 2019, soit environ 3 900€/habitant/an.

La mise en service des deux parcs éoliens prévus dans le projet de PPE qui a été soumis à la CRE devrait permettre de diminuer les charges de service public de l'énergie de l'ordre de 80 M€, dans la mesure où le coût complet de production des éoliennes devrait être inférieur au coût variable des centrales thermiques, d'après nos hypothèses. En limitant la production des centrales thermiques, ces parcs éoliens devraient ainsi permettre une réduction des émissions directes de CO2 de l'ordre de 15 000 tonnes par an.

Cette baisse sera en partie compensée par les réinvestissements prévus sur la centrale de Miquelon, puis, par l'augmentation de la production des centrales thermiques induite par la croissance de la consommation d'électricité. Ainsi, les charges de SPE devraient diminuer en 2023 avec la mise en service des parcs éoliens, pour s'établir à environ 21,6 M€ (soit 3 600€/habitant) avant d'augmenter progressivement au fil des ans avec les hypothèses d'évolution de la consommation et du prix du fioul.

En moyenne, les charges de SPE dépensées par habitant à Saint-Pierre et Miquelon devraient s'élever à 4700€/an sur la période 2023-2053, ce qui reste considérable.

La CRE se tient à disposition des rédacteurs de la PPE afin de procéder à des analyses complémentaires.

Jean-François CARENCO

1/1



## Analyse du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Saint-Pierre et Miquelon et de son impact sur les charges de service public de l'énergie

### INTRODUCTION

Territoires isolés du réseau électrique de la France continentale, les zones non interconnectées (ZNI) doivent aujourd'hui faire face au défi de leur transition énergétique. Selon la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), elles doivent atteindre 50 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie dès 2020 et être énergétiquement autonomes dès 2030.

En application de l'article L.141-5 du code de l'énergie, la collectivité de Saint-Pierre et Miquelon (SPM), comme les autres ZNI, fait l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie distincte, adaptée aux besoins du territoire. Cette PPE est élaborée conjointement par le président de la collectivité et le préfet. Les articles L.141-1 à L.141-9 du code de l'énergie fixent le cadre d'élaboration et le contenu des PPE qui sont établies au moins tous les cinq ans et couvrent la décennie qui suit sous la forme de deux périodes quinquennales.

Saint-Pierre et Miquelon est aujourd'hui le seul territoire ultramarin à ne pas disposer de PPE.

Par une délibération du 18 juin 2019<sup>1</sup>, le Conseil Territorial de SPM a approuvé un projet de PPE couvrant la période 2019-2023. Par un courrier du 19 juin 2020, reçu le 1<sup>er</sup> juillet 2020, Sophie Murlon, directrice de l'énergie de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), a demandé à la CRE d'évaluer l'impact des objectifs retenus dans le projet de PPE sur les charges de service public de l'énergie.

En effet, pour assurer la péréquation tarifaire entre les ZNI – dont Saint-Pierre et Miquelon – et la métropole continentale, la différence entre les coûts de production de ces territoires et les coûts de production de l'hexagone est couverte par les charges de service public de l'énergie, qui sont financées par le budget de l'État.

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.

<sup>1</sup> Délibération n° 148/2019 du 18 juin 2019

## PRINCIPALES RECOMMANDATIONS DE LA CRE

A titre liminaire, la CRE recommande d'inclure dans la PPE le volet 2024-2028, afin de donner de la visibilité aux différents acteurs et d'élaborer une stratégie énergétique de long terme pour le territoire.

Elle recommande, à cette fin, de mettre à jour les scénarii prospectifs d'évolution de la demande avec les données récentes de consommation et les nouvelles tendances observées, notamment la bascule des chaudières fioul vers l'électricité.

**Concernant les objectifs de développement des énergies renouvelables**, la CRE considère que les projets éoliens constituent aujourd'hui les seules pistes crédibles pour verdir le mix électrique de SPM et recommande ainsi :

- d'étudier la possibilité d'installer une capacité plus importante d'éolien à Miquelon en une seule fois au lieu de procéder par étapes - en analysant la part d'énergie écrêtée au regard des économies d'investissement réalisées (mobilisation du personnel, des outils de logistique et de transport des équipements à Miquelon...);
- d'étudier la possibilité d'installer une capacité plus importante à Saint-Pierre dès 2023 (en tenant compte de la contrainte portant sur l'alimentation du réseau de chaleur et des contraintes d'implantation);
- si les tests sur le photovoltaïque sont concluants, d'inscrire dans la PPE des objectifs sans dispositif de stockage associé;
- d'étudier le coût et la faisabilité de convertir la centrale de Saint-Pierre aux bioliquides à horizon 2023-2028, solution à privilégier à la construction d'une nouvelle centrale;
- d'étudier plus avant l'opportunité de la valorisation énergétique des CSR, en fonction du gisement disponible aujourd'hui et valorisable à long terme, en s'assurant de l'absence de coûts échoués.

**Concernant les modalités de renouvellement de la centrale de Miquelon 1**, la CRE recommande :

- de privilégier une solution conduisant à limiter le renouvellement à la puissance thermique strictement nécessaire, en tenant compte des objectifs de développement EnR, et permettant d'en limiter le coût (réutilisation au maximum des infrastructures existantes);
- d'étudier la faisabilité technique et le surcoût qu'induirait le passage aux bioliquides de Miquelon 1.

**Concernant l'opportunité de construire une interconnexion électrique ente Saint-Pierre et Miquelon**, si l'étude prévue est finalement abandonnée, la CRE recommande d'explicitier dans la PPE les raisons ayant conduit à abandonner ce projet au regard notamment du coût et du bilan économique relatif de ces deux solutions.

**Concernant le seuil de déconnexion des EnR**, la CRE recommande de revoir à la hausse le seuil dès 2023, notamment à Miquelon où le taux d'EnR dans la consommation doit être porté à 50 % à cette échéance.

**Concernant la maîtrise de la demande en électricité**, la CRE considère que le renforcement de la MDE doit constituer un des axes prioritaires pour le territoire et recommande pour ce faire :

- la création d'un comité MDE ayant pour objectif l'élaboration d'un cadre territorial de compensation pluriannuel;
- de réfléchir aux solutions performantes permettant d'éviter le renouvellement des chaudières au fioul, comme par exemple l'installation de pompes à chaleur, et de tester leur efficacité;
- de mobiliser la réglementation pour limiter l'installation de systèmes de chauffage ou d'eau chaude sanitaire (ECS) peu performants, par exemple en interdisant ou en taxant à l'import les systèmes de chauffage électriques par effet joule les moins performants ou en mettant en place une fiscalité plus intéressante pour les équipement plus performants);
- de manière générale, de réfléchir pour l'ensemble des appareils ménagers, ampoules ou équipements de fourniture d'ECS, à une interdiction ou taxation plus importante des systèmes peu performants;
- d'étudier la mise en place d'une réglementation thermique à SPM et, dans l'attente de cette réglementation, de mettre en place une charte de bonnes pratiques ou des arrêtés encadrant les caractéristiques techniques et la performance énergétique des bâtiments publics et privés (à l'instar de ce qui a été fait à Mayotte).

**Sur le véhicule électrique**, la CRE recommande :

- de rendre obligatoire que toute borne de recharge pour véhicule électrique soit pilotable, en permettant de réduire le soutirage aux heures de tension du système;
- d'étudier à partir de quel seuil de pénétration des énergies renouvelables le déploiement des véhicules électriques apparait pertinent, avant de lancer son déploiement.

**Sur les objectifs en matière de stockage**, la CRE recommande que soit inscrite dans la PPE une étude sur la valeur à moyen-long terme des différentes technologies de stockage (batteries Li-ion, STEP, hydrogène, ...).

## 1. ANALYSE ET OBSERVATIONS DE LA CRE

A titre liminaire, la CRE regrette que le projet de PPE soumis pour chiffrage couvre uniquement la période 2019-2023 et ne fixe pas d'objectif sur la période suivante. Afin d'élaborer une stratégie énergétique de long terme pour le territoire de SPM et de donner de la visibilité aux différents acteurs, il est indispensable que la PPE qui sera adoptée par décret comprenne également un volet portant sur la période 2024-2028.

La CRE rappelle par ailleurs qu'aucune PPE n'est aujourd'hui en vigueur à Saint-Pierre et Miquelon, ce qui empêche la mise en œuvre de nouveaux investissements, en particulier, le renouvellement de Miquelon 1. En effet, dans sa méthodologie d'examen des coûts des installations de production d'électricité dans les ZNI du 17 décembre 2020, la CRE précise qu'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 coût normal et complet (CNC) par la CRE et ne pourrait par conséquent être compensé par les charges de service public de l'énergie. Il y a donc urgence à publier au plus vite une PPE à jour afin de permettre la réalisation de nouveaux investissements assurant la sécurité du système électrique et le verdissement du mix électrique de l'île.

### 1.1 Sur les objectifs de développement des énergies renouvelables

L'ensemble de la production électrique est aujourd'hui assuré par des moyens thermiques, exploités par EDF SEI :

- Pour Miquelon, deux centrales diesel d'une capacité totale de 5,2 MW : Miquelon 1 (2 MW) mise en service en 1984 et dont le déclassement est prévu pour 2023 (4 moteurs de 0,5 MW) et Miquelon 2 (3,1 MW) mise en service en 1992 et dont la fin de service est prévue d'ici 2030 ;
- Pour Saint-Pierre, une unique centrale diesel de 21 MW (2 moteurs de 2,6 MW et 4 moteurs de 4 MW) mise en service en 2015. Cette centrale électrique est équipée d'un système de récupération de la chaleur des moteurs permettant d'alimenter le réseau de chaleur urbain de Saint-Pierre.

A noter que les deux îles ne sont pas interconnectées.

Le projet de PPE a pour ambition d'atteindre à horizon 2023 un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique de Miquelon et entre 25 % et 50 % dans celui de Saint-Pierre. Pour ce faire, le projet de PPE prévoit le développement d'un parc éolien de l'ordre de 2 MW à Miquelon et de 4 à 6 MW à Saint-Pierre, complétés de dispositifs de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau. Le territoire présente en effet un bon gisement éolien et peu d'autres technologies renouvelables peuvent facilement y être développées.

A noter toutefois que le foncier est plus facilement disponible à Miquelon qu'à Saint-Pierre où les sites envisagés de développement de parc éolien sont fortement contraints par les différentes servitudes (aéronautiques, militaires, de radio-télécommunication, corridors de migrations d'oiseaux, etc.) et la forte densité de la population.

La CRE considère que les projets éoliens constituent aujourd'hui les seules pistes crédibles pour verdir le mix électrique de SPM.

Il apparaît ainsi nécessaire d'optimiser les gisements éoliens, notamment à Saint-Pierre où les contraintes d'implantation sont importantes, et d'étudier la possibilité d'y installer une capacité plus importante dès 2023. Le dimensionnement devra toutefois tenir compte de la contrainte portant sur l'alimentation du réseau de chaleur<sup>2</sup>.

Pour Miquelon, où la part renouvelable du mix électrique pourrait être augmentée rapidement, se pose la question de construire le parc éolien en deux fois (50 % d'EnR en 2023 puis 100 % en 2030) ou en une fois, bien que cela conduirait à écriéter d'avantage d'énergie dans un premier temps en attendant le développement des moyens nécessaires de stockage. La CRE recommande que soit étudiée la possibilité d'installer une capacité plus importante à Miquelon en une seule fois au lieu de procéder par étapes. Cette étude devra porter sur la part d'énergie écriéte dans cette configuration au regard des économies d'investissement réalisées, en tenant compte notamment des coûts de mobilisation du personnel, des outils de logistique et de transport des équipements à Miquelon.

Enfin, la CRE encourage les services de l'Etat et de la collectivité à travailler de concert et faire leurs meilleurs efforts pour permettre l'identification de zones d'implantation des installations éoliennes, notamment à Saint-Pierre, et permettre le développement de ces parcs au plus vite.

Le projet de PPE indique, page 64, que « la PPE retient la nécessité de faire évoluer les conditions tarifaires de rachat de l'énergie électrique d'origine éolienne sur le territoire de Saint-Pierre et Miquelon, afin de pouvoir rémunérer dans des conditions satisfaisantes un exploitant de parc éolien sur le territoire, et ainsi pouvoir permettre l'implantation d'opérateurs économiques sur le territoire et assurer l'atteinte des objectifs formulés au sein de la présente PPE. »

La CRE rappelle à ce titre qu'en l'absence d'arrêté tarifaire éolien applicable à Saint-Pierre et Miquelon, la CRE examinera ces projets éoliens en gré à gré en appliquant sa méthodologie d'analyse des projets de production du 17 décembre 2020. D'autre part, en application de l'arrêté du 6 avril 2020, la CRE propose désormais à la ministre chargée de l'énergie une prime d'au maximum 300 points de base - au regard notamment des risques du projet,

<sup>2</sup> A noter que l'énergie éolienne excédentaire pourrait, si nécessaire, être stockée sous forme thermique au sein du réseau de chaleur ou des réseaux hydrauliques et d'eau sanitaire des particuliers.

de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant - servant à déterminer le taux de rémunération applicable au projet dont elle a été saisie. **Compte tenu de l'importance du développement de cette technologie pour le verdissement du mix électrique et de la forte insularité de Saint-Pierre et Miquelon, la CRE proposera une prime adaptée aux conditions d'exploitation du territoire pour fixer le taux de rémunération de ces projets et favoriser leur développement.**

### Photovoltaïque

Le projet de PPE propose de mener une étude à horizon 2019-2020 afin de tester en condition réelles un ou plusieurs pilotes à Saint-Pierre et Miquelon, afin d'avoir une meilleure connaissance du productible réel de telles installations et évaluer la pertinence de développer cette technologie sur le territoire.

Si cette étude a d'ores et déjà été lancée, il serait intéressant d'en préciser les résultats pour éventuellement inscrire un objectif de développement photovoltaïque à horizon 2028. **Dans ce cas, la CRE recommande d'inscrire des objectifs sans dispositif de stockage associé, la mise en place de stockage centralisé, plus pertinent, étant déjà prévue dans le projet de PPE.** Si les résultats de cette étude s'avèrent concluants, le solaire photovoltaïque pourrait jouer un rôle important dans le verdissement du mix électrique du territoire, en complément de l'éolien, et ce d'autant plus que la pointe journalière de consommation à Saint-Pierre et Miquelon est à midi, contrairement aux autres territoires.

### Réseau de chaleur

La partie concernant les réseaux de chaleur doit être mise à jour. D'autre part, dans la mesure où le réseau de chaleur est en service depuis fin 2018, les objectifs associés ne devraient pas figurer dans les objectifs 2019-2023.

### Biomasse et bioliquide

Concernant la biomasse, la CRE partage l'approche choisie consistant à ne pas fixer d'objectif pour le bois-énergie, compte tenu notamment des faibles volumes localement disponibles.

De manière générale, pour atteindre les objectifs de la LTECV en termes de pénétration des énergies renouvelables à Saint-Pierre, **la CRE considère plus pertinent d'étudier la conversion de la centrale de Saint-Pierre aux bioliquides que de construire de nouvelles unités de production d'électricité.** En effet, la centrale électrique de Saint-Pierre est récente (entièrement renouvelée en 2015) et la construction de nouvelles unités de production engendrerait, en l'absence d'une forte hausse de la consommation, des coûts échoués importants, d'autant plus que la centrale de Saint-Pierre alimente le réseau de chaleur de l'île récemment mis en service<sup>3</sup>. La CRE rappelle qu'en application de sa méthodologie, les charges de SPE continueront à financer ces infrastructures qu'elles soient utilisées ou non.

La CRE comprend que la conversion de la centrale de Saint-Pierre aux biocombustibles peut s'avérer complexe du fait de la logistique combustible aujourd'hui mutualisée entre le fioul utilisé pour le transport, le chauffage et l'alimentation de la centrale. **La CRE recommande que le fournisseur historique mène rapidement une étude de faisabilité afin d'évaluer le coût et l'opportunité de convertir au bioliquide la centrale de Saint-Pierre à horizon 2023-2028.**

A Miquelon, le renouvellement de la centrale de Miquelon 1 pourrait également être combiné au passage aux bioliquides dès 2023. Cela nécessite toutefois, au préalable, d'étudier le surcoût qu'engendrerait une telle conversion. La CRE rappelle qu'un verdissement complet du mix électrique est conditionné à la présence d'installations pilotables de production d'électricité. A cet égard, la principale voie réside aujourd'hui dans la conversion des centrales thermiques.

### Combustibles solides de récupération (CSR)

Le projet de PPE indique qu'une étude sur la faisabilité de la filière CSR devait être lancée avant la fin de l'année 2019. Si cette dernière a d'ores et déjà été réalisée, il convient de préciser dans la PPE, au regard des résultats obtenus, les objectifs pour cette filière.

La CRE est plutôt favorable à étudier plus avant l'opportunité de la valorisation énergétique des CSR, en fonction du gisement disponible aujourd'hui et valorisable à long terme. Comme expliqué dans le projet de PPE, ce type d'installation pourrait permettre d'apporter l'appoint nécessaire au réseau de chaleur de Saint-Pierre dans une perspective de baisse de la production d'électricité de la centrale thermique. A noter toutefois que la source de chaleur de récupération est aujourd'hui excédentaire, ce qui permet d'ores et déjà l'insertion d'EnR, sans besoin de production complémentaire de chaleur. D'autre part, cette solution devra être mise en regard (notamment en termes de coûts) de la solution consistant à installer une chaudière électrique d'appoint, pouvant être alimentée par l'électricité éolienne excédentaire.

<sup>3</sup> La réduction de la production d'électricité de la centrale thermique de Saint-Pierre entraînera une diminution de la production de chaleur alimentant le réseau de chaleur urbain. Si la baisse de production électrique est trop importante, la chaleur disponible ne sera plus suffisante pour alimenter seule le réseau de chaleur.

Compte tenu du gisement limité, il apparaît cependant indispensable de s'assurer de la pérennité des gisements disponibles pour éviter l'investissement dans une infrastructure qui serait *in fine* peu exploitée et donc génératrice de coûts échoués.

La CRE rappelle que dans le cas où les CSR seraient valorisés sous forme de cogénération, elle sera vigilante à ce que les charges de service public de l'énergie ne couvrent que la part des investissements relatifs à la production d'électricité. Elle portera, en outre, une attention particulière au partage des coûts entre les activités relevant du traitement des déchets, de la fourniture de chaleur et de la production d'électricité afin de ne pas faire supporter les coûts de la politique déchet sur les charges de service public de l'électricité.

#### **Autres remarques**

Compte tenu des efforts importants à fournir pour passer d'un mix aujourd'hui entièrement carboné à l'autonomie énergétique en 2030, le projet de PPE prévoit, à la page 77, que « *la PPE laisse, à tout acteur souhaitant développer un projet de production d'énergie renouvelable réaliste et pertinent entre 2019 et 2023, la possibilité de proposer une puissance installée supérieure aux objectifs proposés par la présente PPE, et repris par décret, à horizon 2023 (en particulier concernant le développement de la technologie de production éolienne).* »

Il précise toutefois que dans ce cas « *les pouvoirs publics, la CRE et le gestionnaire des réseaux publics de distribution auront une attention toute particulière concernant les études accompagnant le(s) projet(s) (dimensionnement, incorporation, raccordement, adéquation avec la demande, et surtout de mutualisation avec les technologies en place comme le réseau de chaleur, les autres moyens de production, les stockages), afin de garantir un projet de production pérenne sur le plan social, environnemental et économique, permettant de créer une base solide pour le développement de technologies à venir entre 2023 et 2030 et l'atteinte de l'autonomie énergétique en 2030.* »

La CRE est tout à fait défavorable à l'introduction d'un tel paragraphe qui remet en cause l'ensemble des objectifs définis dans la PPE et n'est pas en adéquation avec les lignes directrices de sa méthodologie. En effet, la CRE considère que si un projet ne répond pas à un objectif de la PPE, ce dernier ne pourra donner lieu à l'établissement d'un coût normal et complet par la CRE.

Si l'Etat et la Collectivité estiment qu'une capacité plus importante, notamment d'éolien, peut être développée sur le territoire, la CRE recommande de relever dès à présent ces objectifs ou d'utiliser des fourchettes, avec une borne haute plus élevée. La CRE rappelle que tout projet qui lui est soumis doit faire l'objet d'une étude de la part du GRD de la pertinence du projet (technologie, dimensionnement, etc.) au regard des besoins du système électrique identifiés et de l'impact de l'installation sur le système électrique. Cette étude pourrait conduire, si nécessaire, à limiter la puissance injectée sur le réseau.

### **1.2 Sur la sécurité d'approvisionnement**

La PPE doit préciser les modalités de renouvellement de la centrale de Miquelon en termes de technologie privilégiée, de dimensionnement et de localisation. La CRE recommande, à ce titre, de privilégier une solution conduisant à limiter le renouvellement à la puissance thermique strictement nécessaire en tenant compte des objectifs de développement EnR, et permettant d'en limiter le coût (réutilisation au maximum des Infrastructures existantes). En effet, ces moteurs ont vocation à être peu sollicités à terme, essentiellement en moyen de secours pour assurer l'équilibre offre demande. La technologie utilisée devra en outre permettre l'intégration croissante d'énergie renouvelable intermittente (moteurs réactifs, de faibles puissances et interfacés au système de pilotage du GRD). Compte tenu du rôle de Miquelon 1 pour la sécurisation du système électrique et de la vétusté de ces groupes qui arrivent en fin de vie à horizon 2020<sup>4</sup>, il apparaît indispensable de clarifier au plus vite ces points afin que les investissements puissent être réalisés rapidement par EDF SEI. Pour que la centrale soit renouvelée en 2023, les appels d'offres doivent en effet être lancés au plus vite.

La CRE encourage également le territoire à étudier l'opportunité d'inscrire dans la PPE le fonctionnement des moteurs de Miquelon 1, voire de Miquelon 2 au biocombustible.

Concernant l'opportunité de construire une interconnexion électrique ente Saint-Pierre et Miquelon, la PPE prévoit la réalisation d'une étude d'opportunités et de faisabilité en 2019-2020. Dans sa délibération du 18 juin 2019 relative à l'adoption de la PPE, le Conseil Territorial émet toutefois des réserves sur cette étude d'opportunité et propose son abandon.

Les premières analyses réalisées par le GRD et transmises à la CRE conduisent plutôt à penser que cette solution présenterait un bilan économique défavorable compte tenu des coûts très importants engendrés par la construction d'une interconnexion entre les deux îles et des gains qui seraient finalement relativement limités en termes de charges d'exploitation. Des analyses complémentaires pourraient être menées afin de confirmer ces résultats. Ce choix conditionne en effet la détermination des objectifs de déploiement des EnR sur les deux îles et au renouvellement de Miquelon 1. Toutefois, si cette étude n'était finalement pas retenue dans la PPE, il conviendra d'explicitier dans la PPE les raisons ayant conduit à abandonner ce projet au regard notamment du coût et du bilan économique relatif de ces deux solutions.

<sup>4</sup> Les moteurs sont encore en capacité, selon EDF SEI, de produire quelques années, mais sont trop anciens pour permettre l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes et un pilotage fin du système électrique.

### 1.3 Sur le seuil de déconnexion des EnR

Le seuil de déconnexion applicable aux énergies intermittentes est actuellement de 30 % à Saint-Pierre et Miquelon.

Compte tenu de l'absence d'énergie intermittente dans le mix actuel de production, la présente PPE ne prévoit pas de rehausser ce seuil et prévoit simplement que le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité mène une étude pour la prochaine révision de la PPE du territoire, afin d'identifier l'évolution du taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes à horizon 2030.

**La CRE considère que cet objectif doit être revu à la hausse dès 2023, notamment à Miquelon où le taux d'EnR dans la consommation doit être porté à 50 % à cette échéance, pouvant conduire régulièrement à des taux instantanés bien supérieurs. La CRE considère que la mise en service de moyens de stockage centralisés devrait permettre au GRD de supporter un taux instantané nettement plus élevé d'EnR.**

De manière générale, la CRE considère que la définition du seuil de déconnexion qui correspond aujourd'hui à un taux instantané d'énergie intermittente sur le réseau n'est pas adapté et pourrait utilement être remplacé par un taux maximal d'énergie intermittente déconnectée sur une année. Tel qu'il est aujourd'hui défini, ce seuil ne permet pas de traduire fidèlement les risques pour la sécurité et la stabilité du réseau d'une pénétration très importante d'énergie intermittente. En effet, un taux instantané d'énergies renouvelables peut avoir des conséquences différentes sur la gestion du système électrique selon les moyens en fonctionnement, les leviers à disposition du GRD, le niveau de consommation, et donc l'inertie du système.

### 1.4 Sur la maîtrise de la demande en électricité (MDE)

Compte tenu du mix fortement carboné et des potentiels limités de développement des énergies renouvelables, le renforcement de la MDE doit constituer un des axes prioritaires pour le territoire. **Pour ce faire, la CRE recommande la création, au plus vite, d'un comité MDE ayant pour objectif l'élaboration d'un cadre territorial de compensation pluriannuel selon la méthodologie de la CRE en vigueur et sur le modèle des cadres en application depuis janvier 2019 dans les autres ZNI. Ce comité MDE pourra regrouper les différents acteurs de la MDE du territoire, notamment la Collectivité, l'Ademe, la Direction des Territoires, de l'Alimentation et de la Mer (DTAM) et le fournisseur historique.**

Le projet de PPE s'inscrit dans la continuité des actions en cours, avec notamment la promotion de l'isolation des résidences principales et de l'éclairage performant, dans le cadre notamment de programme de rénovation de l'éclairage public ou d'actions de sensibilisation.

Les actions prioritaires déclinées dans le projet de PPE devraient être mises à jour. En effet, la mise en place du réseau de chaleur à Saint-Pierre, alimenté par la récupération de la chaleur émise par les fumées et les circuits de refroidissement des moteurs de la centrale thermique de Saint-Pierre, est effective depuis 2018. D'autre part, le projet de PPE prévoit encore le remplacement des chaudières fioul par des chaudières fioul plus performantes.

La CRE s'est déjà positionnée contre la promotion de l'installation de nouvelles chaudières gaz ou fioul en Corse et avait refusée d'inclure ce type d'actions dans le cadre de compensation de la Corse. **La CRE partage l'importance de limiter au maximum l'émergence d'équipements de chauffages électriques à effet joule peu performants, compte tenu du mix de production électrique très carboné du territoire, mais considère que de nouvelles alternatives doivent être privilégiées, comme par exemple la pompe à chaleur<sup>5</sup> (PAC). Si les tests effectués sur les PAC se révèlent concluants à Saint-Pierre et Miquelon, cette action pourrait constituer une action prioritaire du cadre territorial de compensation, financée au titre des charges de SPE.**

En effet, les usages énergétiques à SPM sont constitués en très grande majorité (75 %) par le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS), dont les trois-quarts sont aujourd'hui alimentés au fioul. L'installation de chauffages électriques individuels, bien qu'encore marginale, est en nette augmentation aussi bien dans le neuf que lors de travaux de rénovation. Ce basculement, s'il n'est pas maîtrisé, entraînera une augmentation importante de la consommation d'électricité sur le réseau ainsi que de la puissance de pointe, ce qui aura pour conséquence directe une hausse des charges de SPE ainsi qu'une hausse des émissions de CO<sub>2</sub><sup>6</sup>.

En tout état de cause, inciter au réinvestissement dans des chaudières fioul, qui ont des durées de vie de 25 ans, ne constitue pas un choix opportun et la CRE n'acceptera pas de financer ces actions au travers des charges de SPE.

La réglementation doit également être mobilisée pour limiter l'installation de systèmes de chauffage ou d'ECS peu performants. Plusieurs solutions, pouvant être complémentaires, peuvent être envisagées :

<sup>5</sup> Il est envisagé par EDF SEI et les acteurs locaux de mettre en place une action pilote sur la pompe à chaleur (PAC air-eau) afin de tester les équipements et de mesurer les économies réelles d'énergies sur un nombre limité d'installations avant de se lancer dans un déploiement à plus grande échelle. Des retours d'expérience d'autres pays présentant des caractéristiques proches laissent penser que ces technologies pourraient être efficaces à SPM malgré les conditions climatiques. La solution de chauffe-eau solaire serait quant à elle trop peu efficace à Saint-Pierre et Miquelon en raison du productible solaire attendu et de la température « ambiante » de l'eau. Ce point reste toutefois à confirmer par les acteurs MDE du territoire.

<sup>6</sup> La consommation en fioul d'un moteur thermique pour chauffer une habitation à partir d'une installation électrique classique (radiateur à effet Joule) est en effet plus importante que la consommation de fioul dans une chaudière individuelle pour répondre au même besoin.

- Interdire ou taxer à l'import les systèmes de chauffage électriques par effet joule les moins performants ;
- Limiter l'installation d'un chauffage à effet joule à des cas où l'installation d'une autre solution performante n'est pas techniquement et économiquement faisable ;
- Mettre en place une fiscalité plus intéressante pour les pompes à chaleur que pour les chauffages à effet joules, à l'instar de ce qui a été fait par la collectivité sur les véhicules (fiscalité plus intéressante pour les véhicules électriques et hybrides que pour leurs homologues diesels et essences). La pertinence de la solution PAC devra bien entendu être démontrée au préalable.

De manière plus générale, la CRE recommande de réfléchir pour l'ensemble des appareils ménagers (lave-linge, réfrigérateurs), ampoules ou équipements de fourniture d'eau chaude sanitaire, à une interdiction ou taxation plus importante des systèmes peu performants. Une telle mesure permettrait d'influencer la nature et les prix relatifs des produits sur le territoire et ainsi d'encourager l'import par les professionnels et l'achat par les clients finals des matériels efficaces.

Un des autres axes prioritaires sur la MDE réside dans l'isolation thermique des bâtiments. La PPE précise à ce sujet que « L'absence de réglementation thermique sur le territoire de Saint-Pierre-et-Miquelon ainsi que l'utilisation de matériaux aux normes nord-américaines concourent à une efficacité thermique du bâti aléatoire en fonction des demandes des propriétaires. »

La CRE recommande, à ce titre, que la mise en place d'une réglementation thermique à Saint-Pierre et Miquelon soit étudiée. Dans l'attente de l'instauration d'une réglementation thermique adaptée, la CRE encourage fortement les services de l'état, l'Ademe et la collectivité à mettre en place une charte de bonnes pratiques, notamment sur les bâtiments publics et tertiaires, ou, à l'instar de ce qui a été fait à Mayotte<sup>7</sup>, la publication d'arrêtés encadrant les caractéristiques techniques et la performance énergétique des bâtiments publics et privés.

Avec le développement de la production renouvelable intermittente (notamment éolienne), EDF SEI envisage également la mise en place de smart-grids thermiques visant à stocker l'électricité excédentaire sous forme de chaleur dans les boucles d'eau chaude et les ballons existants (système « power to heat »<sup>8</sup>) et le pilotage de la demande en électricité au travers de tarifs incitatifs. Ces points mériteraient d'être inscrits dans le projet de PPE.

Enfin, afin de lisser la consommation et de diminuer les pointes de consommation, la PPE indique qu'il « est notamment étudié la piste d'une évolution des conditions tarifaires d'accès à l'électricité sur Miquelon avec, par exemple, la généralisation du dispositif « Heures pleines/Heures creuses », dispositif actuellement peu contractualisé entre la population avec le gestionnaire du réseau électrique, qui permettrait d'inciter économiquement la population à lisser ses consommations ou bien l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) sur Saint-Pierre et Miquelon telles que mentionné dans la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 février 2016 portant sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. »

La CRE considère que la promotion de l'option « Heures pleines/Heures creuses HPHC » avec un choix judicieux de la période creuse constitue une solution pertinente, dans l'attente du déploiement de compteurs communicants.

### 1.5 Sur le véhicule électrique

La CRE partage le constat que le développement du véhicule électrique à Saint-Pierre et Miquelon n'est pas pertinent à l'heure actuelle, compte tenu du mix électrique totalement carboné.

Les mesures d'accompagnement du déploiement du véhicule électrique présentées page 29 sont pertinentes. La CRE considère toutefois qu'il n'est pas utile de hâter le déploiement des véhicules électriques sur ce territoire tant que le mix électrique n'est pas suffisamment décarboné. En tout état de cause, la CRE considère que le développement des véhicules électriques doit être maîtrisé et encadré.

La PPE prévoit aujourd'hui le déploiement d'une dizaine de bornes de recharge intelligentes en 2023, sous réserves de la mise en service effective des moyens de production EnR prévus dans la présente PPE. Dans un mix qui devrait encore être à 70 % au fioul en 2023 à Saint-Pierre, la pertinence du déploiement du véhicule électrique à cette échéance reste à démontrer par un bilan carbone détaillé. Il serait par conséquent utile d'étudier à partir de quel seuil de pénétration des énergies renouvelables le déploiement des véhicules électriques apparaît pertinent et que ces analyses soient menées dans le cadre d'une étude spécifique, de façon distincte sur Miquelon et Saint-Pierre, avant de lancer son déploiement. Cela pourra être intégré dans le cadre de l'étude des conditions favorables au développement des véhicules à faible émission, inscrite dans la PPE.

<sup>7</sup> L'arrêté préfectoral n° 322/DEAL/13 relatif aux caractéristiques techniques des logements sociaux, publié en 2013, encadre d'ores et déjà les caractéristiques thermiques et d'aération des logements sociaux. Cet arrêté s'appuie sur les principes de la charte Mayenergie lancée en 2008 par l'ADEME, le Conseil Général de Mayotte et EDM

<sup>8</sup> Le power to heat consiste à valoriser l'énergie éolienne excédentaire (destinée à être écartée) en chaleur au sein des installations de chauffage (seulement si ce dernier dispose d'une boucle d'eau chaude, type chauffage fioul ou pompe à chaleur air-eau) ou bien d'ECS. Ce dispositif permet de convertir l'électricité en chaleur et de favoriser une forme de stockage peu onéreuse, très inertielle et éprouvée (ballon d'eau chaude). Ainsi, l'énergie du système est mieux valorisée, évitant à la fois la dissipation d'une partie de la production électrique renouvelable et la consommation de combustible fossile pour le chauffage.

En tout état de cause, les bornes de recharges devront être pilotables et répondre à un signal tarifaire reflétant les coûts et les contraintes sur le système électrique, de manière à permettre une gestion intelligente de la recharge, aux heures de faible tension du système ou lorsque la production renouvelable est excédentaire. Un pilotage fin et réactif devra inciter les futurs utilisateurs à recharger au bon moment. Dans une perspective de fort développement de l'éolien, notamment à Miquelon, les véhicules électriques pourraient également à terme jouer un rôle de régulation du système électrique et de stockage décentralisé.

### **1.6 Sur les objectifs en matière de stockage**

La CRE recommande que soit inscrite dans la PPE une étude sur la valeur à moyen-long terme des différentes technologies de stockage (batteries Li-ion, STEP, hydrogène, ...) pour les systèmes énergétiques de Saint-Pierre et de Miquelon.

### **1.7 Précisions rédactionnelles et mise à jour des statistiques ancêtres**

D'une manière générale, les statistiques sont souvent anciennes et mériteraient d'être mises à jour avec des données plus récentes. En particulier, les scénarii sur l'évolution de la demande devraient être actualisés avec les données récentes de consommation (aujourd'hui données issues du bilan prévisionnel de 2016) et les nouvelles tendances observées, comme notamment la bascule observée des chaudières fioul vers l'électricité.

La CRE demande à ce titre que le GRD actualise au plus vite son bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande de l'électricité pour Saint-Pierre et Miquelon afin de pouvoir s'assurer de la bonne adéquation entre les futurs besoins énergétiques du système électrique et les objectifs de la PPE.

## **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). 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 :

- la mise en service des parcs éoliens (6MW à Saint-Pierre et 2 MW à Miquelon) ;
- le renouvellement de la centrale thermique de Miquelon 1 ;
- les coûts liés à la mise en œuvre d'un plan de maîtrise de la demande en électricité, dans une moindre mesure.

A noter que la mise en place de dispositifs de stockage centralisé sera financée au travers du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), SPM étant considéré comme un « micro-réseau isolé », au sens de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil<sup>9,10</sup>. Ces investissements ne sont donc pas pris en compte dans l'évaluation des charges de SPE induites par le projet de PPE.

Les charges résultantes des engagements passés correspondent aux coûts induits par les moyens existants, les centrales thermiques fonctionnant au diesel de Saint-Pierre et de Miquelon 2, 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, 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 3,6 M€ pour le fournisseur historique en 2019. Celui-ci doit être déduit des coûts de production pour pouvoir chiffrer les charges engendrées par la mise en œuvre de la PPE.

9 « Micro réseau isolé » : tout réseau qui a eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996, et qui n'est pas connecté à d'autres réseaux  
10 La délibération N° 2018-070 de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé, prévoit que « La CRE considère toutefois que le dispositif décrit plus haut n'est pas adapté au cas de prestations multi-services rendues par des dispositifs de stockage dans des micro-réseaux isolés. Les évolutions importantes et peu anticipables des fonctions assurées par de tels dispositifs rendent difficile la contractualisation avec des tiers. Dans ce contexte, la présente délibération prévoit que les investissements associés à de tels projets, au seul périmètre des « micro-réseaux isolés » au sens de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil<sup>7</sup>, sont intégrés à la BAR de l'opérateur. »

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

## **1.1 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 devrait conduire à une baisse de la consommation si la tendance actuelle de diminution de la population continue ;
- L'intensification des actions de MDE, portant notamment sur l'isolation et l'éclairage performant, de nature également à diminuer la consommation d'électricité ;
- Les évolutions des conditions climatiques liées au changement climatique, pourraient conduire à une baisse de la consommation électrique : des températures hivernales plus clémentes viendraient diminuer le besoin en chauffage ;
- La tendance observée de bascule des chaudières fioul vers du chauffage électrique, qui s'il elle n'est pas maîtrisée, peut conduire à une hausse importante de la consommation. Le développement des pompes à chaleur ou autres solutions performantes est de nature à limiter cette hausse. Dans l'hypothèse d'une bascule massive des chaudières fioul vers l'électrique, la hausse pourrait être comprise en 2 et 5 % par an, selon que la bascule se fasse vers des chauffages électriques à effet joule ou des chauffages éco-efficaces type pompe à chaleur<sup>11</sup>.
- Le développement planifié des véhicules électriques devrait créer un nouveau besoin de consommation. Ces derniers pourraient toutefois permettre de stocker l'énergie éolienne excédentaire ;
- Le développement industriel du territoire, qui pourrait accroître 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 constante de la consommation d'électricité de 2 % par an. La consommation sera indexée à partir de la consommation moyenne constatée sur les quatre dernières années, afin de prendre en compte les variations de la consommation annuelle liées aux conditions climatiques. Cette consommation annuelle de référence est estimée à 47,4 GWh.

Une étude de sensibilité, avec une consommation stable sur les prochaines années, a également été réalisée pour compléter cette étude.

### MDE

La création d'un comité MDE et d'un cadre de compensation volontariste devrait conduire à une augmentation des dépenses de MDE d'ici 2023. La CRE prend ainsi une hypothèse d'une augmentation des charges de SPE relatives à la MDE avec un budget de 50 k€/an jusqu'en 2021 (dans la continuité des charges observées ces dernières années), puis de 100 k€/an les années suivantes.

## **1.2 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 nouvelle méthodologie d'examen des moyens de production dans les ZNI.

### Centrale thermique de Saint-Pierre

Mise en service en 2015, la centrale est peu amortie : les charges de SPE ont permis de compenser jusqu'à présent de l'ordre de 14 % du montant total des charges fixes estimées (hors combustible et quotas CO<sub>2</sub>). Il reste donc à payer l'essentiel des charges fixes qui seront engendrées par cette centrale, estimées à environ 300 M€ sur les 30 prochaines années.

### Centrale thermique de Miquelon

Pour les moteurs de Miquelon 1 (4 moteurs de 500 kW), un réinvestissement sera nécessaire pour allonger sa durée de vie et pour répondre aux enjeux d'équilibre offre-demande. Selon les études fournies par EDF SEI, la CRE prévoit un budget d'environ 6 M€, amorti sur 30 ans, pour rénover la centrale. En l'absence de données complémentaires, elle estime que les coûts d'exploitation resteront inchangés, bien qu'une amélioration du rendement du moteur soit attendue.

<sup>11</sup> Impact si la totalité des rénovations de chaudières au fioul se soldent par l'installation d'un système électrique, avec un taux de renouvellement des chaudières estimé à 5 % par an.

Aucun réinvestissement n'est prévu pour la centrale de Miquelon 2 (2 moteurs de 1,2 MW et un moteur de 800 kW)

### Parcs éoliens

Le projet de PPE prévoit la mise en service de deux parcs éoliens. Ces contrats feront l'objet d'un contrat de gré à gré, après évaluation par la CRE de son coût normal et complet. Les données météorologiques<sup>12</sup> laissent présager un productible de l'ordre de 2800 à 3000 hepp.

En absence de données de coûts d'investissement fiables pour ce territoire, la CRE a fondé ses hypothèses sur la base des données de coûts dont elle dispose pour la métropole et les zones non interconnectées, tout en prenant en compte les surcoûts liés au développement d'éoliennes de faibles puissances ainsi que l'insularité du territoire :

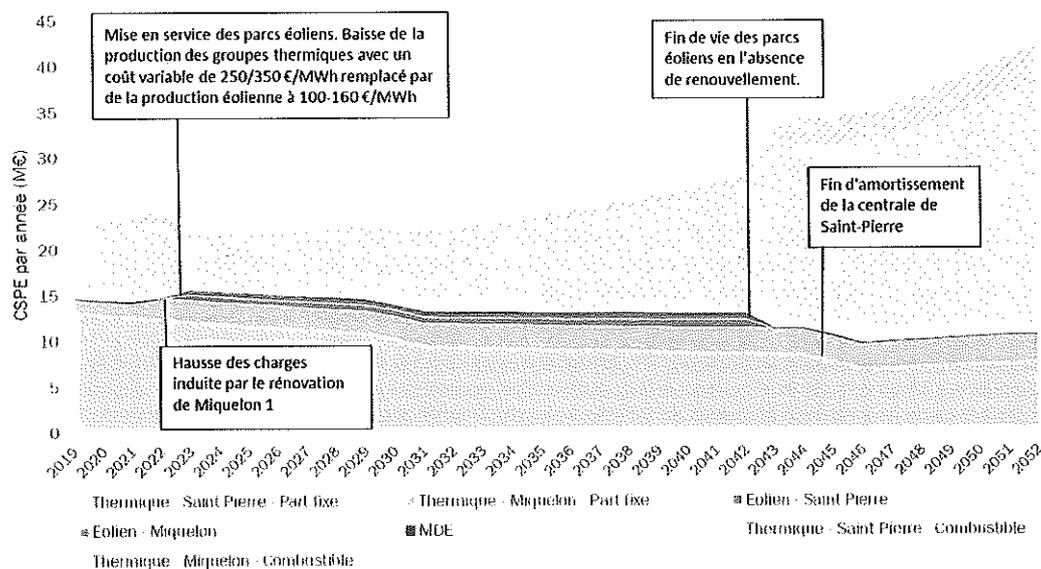
- Un tarif d'achat compris entre 100 et 110 €/MWh, en prenant l'hypothèse que l'installation de six éoliennes permettra d'effectuer des économies d'échelle.
- Un tarif d'achat compris en 150 et 170 €/MWh €/MWh, en tenant compte de la double insularité du territoire et du surcoût que cela engendre ;

Pour Miquelon, en prenant en compte un stockage de l'électricité par batteries de 2 MW/2MWh qui représenterait un optimum technico-économique d'après les études menées par le GRD, l'intégration du parc éolien entraînera un écrêtement de l'ordre de 20 % en 2023. La hausse de la consommation permettra par la suite de réduire le taux d'écrêtement. Pour Saint-Pierre, aucun écrêtement n'a été prévu, considéré comme négligeable d'après les études du GRD.

### 1.3 Résultats du chiffrage de la CRE

Sur la base de ces éléments, les charges de service public pour Saint-Pierre et Miquelon s'élèveront, jusqu'en 2053<sup>13</sup>, à 918 M€, en tenant compte des objectifs prévus dans le projet de PPE. Les charges s'élèvent respectivement à 755 M€ pour Saint-Pierre et 163 M€ pour Miquelon.

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 (augmentation de la consommation de 2 % par an).



**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 et quotas CO<sub>2</sub> (amortissements, rémunération de l'investissement et charges d'exploitation).

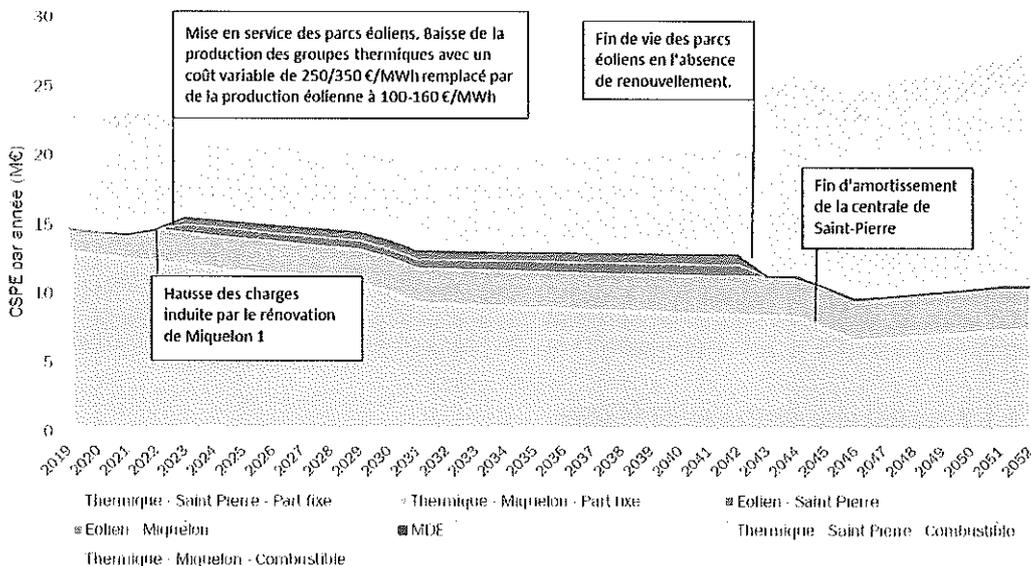
La mise en service des deux parcs éoliens devrait permettre de diminuer les charges de service public de l'énergie, dans la mesure où le coût complet de production des éoliennes est inférieur au coût variable des centrales thermiques. Par conséquent, la mise en service de ces parcs devrait permettre une économie de l'ordre de 80 M€ de charges de service public et une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 15 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an.

<sup>12</sup> Selon le « Rapport sur le potentiel éolien à Miquelon » réalisée par le Technocentre éolien en 2017.

<sup>13</sup> Date de fin d'amortissement de la centrale de Miquelon 1.

Par ailleurs, les centrales éoliennes permettront de protéger - en partie - les finances publiques des éventuelles évolutions à la hausse du cours du baril de pétrole et du marché de quotas du CO<sub>2</sub><sup>14</sup>. En effet, ces centrales produiront à un coût fixe contractuel prévisible (hors inflation) sur l'ensemble de leurs durées de vie.

Dans le scénario où la consommation viendrait à rester stable, les charges ne s'élèveraient plus qu'à 736 M€. Le graphique suivant permet d'illustrer ce scénario.



#### 1.4 Conclusions

Saint Pierre et Miquelon est l'une des zones non interconnectées où le coût moyen de production de l'électricité est aujourd'hui un des plus élevés. En 2019, le coût moyen de production observé à SPM était de 520€/MWh, contre 256€/MWh en moyenne sur l'ensemble des ZNI. Les charges de service public de l'énergie s'élevaient ainsi à 23 M€ en 2019 (y compris soutien à la MDE), ce qui représente environ 3 900€/habitant/an.

La mise en service des deux parcs éoliens prévus dans le projet de PPE devrait permettre, d'après nos hypothèses, de diminuer les charges de service public de l'énergie de l'ordre de 80 M€, dans la mesure où le coût complet de production des éoliennes est inférieur au coût variable des centrales thermiques. En limitant la production des centrales thermiques ces parcs éoliens devraient ainsi permettre une réduction des émissions directes de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 15 000 tonnes par an.

Cette baisse sera en partie compensée par les réinvestissements sur la centrale de Miquelon, puis, par l'augmentation de la production des centrales thermiques induite par la croissance de la consommation d'électricité, estimée à +2 % par an dans le cadre du scénario de référence et les hypothèses d'augmentation du prix du fioul.

Ainsi, les charges de SPE devraient diminuer en 2023 avec la mise en service des parcs éoliens, pour s'établir à environ 21,6 M€ (soit 3 600€/habitant) avant d'augmenter progressivement au fil des ans avec les hypothèses d'évolution de la consommation et du prix du fioul. En moyenne, les charges de SPE dépensées par habitant à Saint-Pierre et Miquelon devraient s'élever à environ 4 700€/an sur la période 2023-2053, ce qui est considérable.

<sup>14</sup> A noter que la centrale de Miquelon, de 5,2 MW, n'est aujourd'hui pas soumise aux quotas de CO<sub>2</sub> puisque la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 ne s'applique pas aux installations de moins de 20 MW thermiques.