



**Programmation pluriannuelle de l'énergie  
pour Saint-Pierre et Miquelon 2019-2023**

**Étude d'impact économique et social**

## *Table des matières*

Préambule.....	4
I Investissement nécessaire.....	11
I.1 Investissement pour les transports.....	11
I.2 Investissements pour la maîtrise de la demande en électricité.....	14
I.3 Investissements pour le développement EnR électriques.....	17
I.4 Investissements infrastructures et réseaux.....	19
I.5 Bilan des investissements nécessaires.....	21
II Impact sur les finances publiques.....	22
II.1 Évolution de la CSPE.....	22
II.1.1 Comparaison de l’évolution de la CSPE en fonction des scénarios.....	24
II.1.2 Impacts détaillés des actions MDE sur la CSPE.....	25
II.2 Fonds publics.....	26
II.2.1 FED, CPER, FACÉ, Accord Cadre EDF-CT, ADEME et recettes fiscales.....	26
II.2.2 Investissements dans les réseaux.....	28
III Emplois et formations.....	30
III.1 Emplois liés aux investissements.....	30
III.1.1 Secteur du bâtiment.....	30
III.1.2 Secteur production d’énergie.....	30
III.2 Emplois nouveaux liés à l’exploitation des équipements.....	30
III.3 Formation.....	32
IV. Précarité énergétique.....	33

## Index des illustrations

<u>Illustration 1: Aspects MDE dans les transports (source Agence d’Aménagement durable, d’Urbanisme et d’Énergie de la Corse).....</u>	<u>11</u>
<u>Illustration 2: Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013 (Source CRE).....</u>	<u>22</u>

## **Préambule**

Conformément à l'article 176 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la programmation pluriannuelle de l'énergie comporte une étude d'impact économique et social. Cette étude est fondée sur la comparaison des effets de la mise en œuvre de la PPE par rapport à un scénario dit « fil de l'eau ». En outre elle doit comporter un volet consacré aux charges couvertes par la contribution au service public de l'électricité.

### ➤ **Scénario « MDE + » ou « au fil de l'eau » et scénario « MDE ++ » :**

Le scénario « au fil de l'eau » reprend les hypothèses du scénario de référence du bilan prévisionnel de l'offre et de la demande de 2015 établis par le gestionnaire du réseau : EDF-SEI, ainsi que par l'aboutissement des projets déjà engagés à ce jour et par la poursuite des actions d'efficacité énergétique au rythme actuel. La consommation électrique dans le scénario « fil de l'eau » est celle du scénario MDE référence. La consommation électrique à Saint-Pierre du scénario « au fil de l'eau » tend à une stagnation des consommations à 41,7 GWh jusqu'en 2020 (en l'absence de données du gestionnaire du réseau sur le territoire, il est supposé une stagnation des consommations sur Saint-Pierre jusqu'en 2030). Pour Miquelon, le gestionnaire du réseau table sur une augmentation constante de la demande en énergie électrique de l'ordre de 2,8% par an entre 2017 et 2020 (en l'absence de données et par hypothèses, l'on supposera une augmentation constante de 2,8 % par an jusqu'en 2030).

Le scénario « MDE ++ » s'appuie, pour la période 2017-2030 sur le scénario référence établi par le gestionnaire du réseau, en incluant les gains énergétiques des actions engagées sur la période.

### ➤ **Rappel des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie :**

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour Saint-Pierre et Miquelon vise à renforcer les actions de maîtrise de la demande en énergie ainsi que de sécuriser l'alimentation énergétique de l'archipel en réduisant rapidement sa dépendance énergétique totale vis-à-vis des hydrocarbures (et donc du Canada) et en augmentant drastiquement la production d'électricité d'origine renouvelable. De même, celle-ci programme un certain nombre d'études afin de renforcer, par des données chiffrées complétées par des analyses, l'établissement de scénarii prévisionnels nécessaires afin de tendre vers l'autonomie énergétique de l'archipel à moyen terme.

Par ailleurs, elle établit les conditions permettant entre 2017 et 2023, par rapport à l'existant en 2016 :

- de mettre un place un dispositif d'observation afin d'obtenir et de centraliser les différentes informations et données disponibles sur le territoire concernant la gestion de l'énergie.
- de poursuivre les actions de Maîtrise de la Demande en Énergie :
  - en poursuivant les opérations d'isolations de logements (environ 40 par an),
  - en poursuivant les opérations de remplacement des chaudières fioul vieillissantes (environ 40 par an),
  - en finalisant la rénovation de l'éclairage public à Saint-Pierre et en poursuivant ces rénovations sur Miquelon,
- d'augmenter sensiblement la part des EnR :
  - en réalisant le Schéma Territorial Éolien de Saint-Pierre et Miquelon,
  - en développant, d'ici 2023, un parc éolien de 6 MW de puissance installée à Saint-Pierre, à partir de conditions tarifaires pouvant garantir l'implantation d'opérateurs économiques dans de bonnes conditions, en concertation avec la DGEC et la CRE,
  - en développant, d'ici 2023, un parc éolien de 2 MW de puissance installée à Miquelon à partir de conditions tarifaires pouvant garantir l'implantation d'opérateurs économiques dans de bonnes conditions,

- en concertation avec la DGEC et la CRE,
- en développant une capacité de stockage, suivant les résultats des études technico-économiques mentionnées ci-après,
- en poursuivant l'étude du potentiel d'autres EnR ; photovoltaïque, EMR, CSR, etc.
- en planifiant une étude de faisabilité pour petites centrales hydroélectriques,
- en planifiant une étude sur l'impact de l'insertion des EnR sur la stabilité des systèmes électriques de Saint-Pierre et de Miquelon en 2019,
- en planifiant, auprès du gestionnaire du réseau électrique, l'évolution du taux de déconnexion des EnR à horizon 2023,
- en planifiant une étude sur l'interconnexion des réseaux électriques de Miquelon-Langlade/Saint-Pierre en 2019-2020,
- en étudiant l'opportunité de mettre en place un système de récupération de l'énergie renouvelable excédentaire pour convertir en énergie thermique, à des fins d'alimentation en appoint des chauffages en fioul, de la production d'ECS et/ou du réseau de chaleur urbain de Saint-Pierre.
- d'augmenter sensiblement les énergies thermiques de récupération issus des moyens de production thermiques :
  - en mettant en service le réseau de chaleur, permettant de valoriser environ 12,2 GWh thermique jusqu'alors perdus,
  - en valorisant localement environ 33,5 MWh thermique d'huiles alimentaires usagées à destination de moyens de transports
  - en étudiant la viabilité d'implantation d'un ORC sur la centrale de production thermique de Saint-Pierre à horizon 2023,
- d'anticiper les évolutions à venir sur les infrastructures énergétiques,
  - en étudiant les solutions et identifiant les conditions favorables à l'incorporation des véhicules électriques à horizon 2020, en étudiant plus largement les solutions de mobilité durable sur le territoire,
  - en faisant appliquer à Saint-Pierre et Miquelon le 1<sup>er</sup> janvier 2023, les obligations prévues aux articles L.224-7 et 224-8 du Code de l'environnement concernant le développement de flottes de véhicules à faibles émissions pour l'État, ses établissements publics, les collectivités territoriales et leurs groupements ainsi que les entreprises nationales pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel,
  - de développer, en priorité à Miquelon mais aussi à Saint-Pierre, sous réserve d'une bonne maîtrise des impacts sur le réseau et du développement attendu des moyens de production EnR, une dizaine de dispositifs de charge intelligent de véhicules électriques ou hybrides rechargeables à horizon 2023,
  - en créant un stock stratégique d'essence à Miquelon,
  - en préparant la transition énergétique de Miquelon à travers des investissements nécessaires dans la centrale thermique et le système énergétique (réseau, boucles d'eau chaude, smart-grid électrique et thermique),
  - en planifiant une étude de modélisation du système énergétique du territoire.

➤ **Hypothèses retenues pour calculer la production ou les gains énergétiques :**

- MDE : la PPE ambitionne une réduction d'environ 11215 m<sup>3</sup> d'hydrocarbures entre 2012 et 2023 soit environ 112 GWh thermique. Ces gains résultent des actions de MDE et du développement des énergies renouvelables thermiques (réseau de chaleur et éoliennes).

Le tableau ci-dessous traduit la répartition de ces gains entre efficacité énergétique et EnR thermiques aux horizons 2018 et 2023.

- Éolien à Saint-Pierre : sur la base de fourniture de 50 % des consommations électriques sur Saint-Pierre soit environ 20,85 Gwh électrique/an,
- Éolien avec stockage sur Miquelon : sur la base de fourniture de 50 % des consommations électriques sur Miquelon soit environ 4,05 Gwh électrique/an,
- Réseau de chaleur : sur la base de 12 230 MWh vendue par an aux clients des 41 bâtiments raccordés.

Thème	Filières	Détail	2017-2018		2019-2023		2017-2023	
			Nb d'opérations sur la période	Gain ou prod en MWh cumulé sur la période	Nb d'opérations sur la période	Gain ou prod en MWh cumulé sur la période	Nb d'opérations sur la période	Gain ou prod en MWh cumulé sur la période
MDE	Efficacité énergétique	Rénovation éclairage public	240	109 (énergie primaire fuel)	510 (jusqu'en 2021)	1140	750	1250
	Efficacité énergétique	Isolation résidentielle	80	2739	200	22824	280	25563
	Efficacité énergétique	Changement de chaudières	80	450	200	3750	280	4200
	Efficacité énergétique	Formation des professionnels du bâtiment	1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
	Efficacité énergétique	Création du point info-énergie	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
	Efficacité énergétique	Sensibilisation de la population aux bonnes pratiques d'économies d'énergie	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
	Efficacité énergétique	Étude sur les consommations énergétiques des	1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

	EnR thermiques	Miquelonnais Réseau de chaleur	Construction et mise en fonctionnement	Fonctionnement	61150	Construction et mise en fonctionnement	61150
--	----------------	-----------------------------------	--	----------------	-------	--	-------

Thème	Filières	Détail	2017-2018		2019-2023		2017-2023	
			MW mis en service	Gain ou prod en MWh par an (en 2018)	MW mis en service	Gain ou prod en MWh par an (en 2023)	MW mis en service	Gain ou prod en MWh par an
Offre Énergie	EnR	Petite Hydro	Étude du potentiel et de la faisabilité technico-économique	-	Fonction de l'étude	N.D.	Étude	-
	EnR	Schéma Territorial Éolien	Étude	-	-	-	Étude	-
	EnR	Éolien Miquelon avec stockage	Étude des modes de consommations des miquelonnais	-	2	4050	2	4050
	EnR	Éolien Saint-Pierre	-	-	6	20850	6	20850

	Biocarburants	Recyclage des Huiles Alimentaires Usagées (HAU)	-	67	-	67 <sup>1</sup>	67
	Énergie thermique de récupération	ORC	Étude de faisabilité économique	-	Fonction des résultats de l'étude	N.D.	Étude de faisabilité économique N.D.
	Total		Plusieurs études	-	8	24967	8 24967

Thème	Filières	Détail	2017-2018		2019-2023		2017-2023	
			Nb d'opérations sur la période	Gain ou prod en MWh cumulé sur la période	Nb d'opérations sur la période	Gain ou prod en MWh cumulé sur la période	Nb d'opérations sur la période	Gain ou prod en MWh cumulé sur la période
Transport	MDE	Diminution «naturelle» des consommations du transport routier	-	1063	-	2657	-	3720

---

1

Valeur incluant la règle du double comptage introduite par le deuxième alinéa de l'article 21 de la directive européenne EnR 2009/28/CE du 23 avril 2009



## Synthèse des études à réaliser

<b>Globale</b>		
1	Étude énergétique globale du territoire	À définir
<b>Maîtrise de l'énergie (MDE)</b>		
2	Étude sur les modes de consommations des miquelonnais	2019
3	Étude EDF-CT - bilan des actions passées en MDE (aide à l'isolation, aide au changement de chaudières)	2017
<b>Offre d'Énergie (OE)</b>		
4	Étude d'opportunité d'implantation de centrales de production hydroélectrique et de leur productible	2019
5	Schéma Territorial Éolien	2019
6	Étude d'opportunité technico-économique d'incorporation d'un procédé de génération d'électricité à partir de la chaleur disponible (de type ORC)	2023
7	Étude de préfaisabilité (réglementaire, technique et économique) sur les Combustibles Solides Récupération	2023
8	Étude d'opportunité et de faisabilité de développement des technologies dihydrogène	2021
9	Étude de potentiel et de faisabilité d'implantations d'infrastructures de production d'électricité à partir de ressources marines renouvelables	2023
<b>Transport (T)</b>		
10	Mobilité durable	2020
<b>Sécurité d'Approvisionnement (SA)</b>		
11	Étude pour faire évoluer le taux de pénétration des EnR à caractères intermittentes	2023
12	Étude de sécurisation de l'apportement pétrolier de Miquelon	2017
<b>Infrastructures énergétiques et réseaux (IER)</b>		
13	Étude d'interconnexion des réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon	2019-2020
14	Étude sur l'impact de l'insertion des EnR sur la stabilité des systèmes électriques	2019

## I Investissement nécessaire

Plus globalement, la PPE recommande qu'EDF-SEI, l'IEDOM, l'ADEME, les collectivités et l'État mettent en place un dispositif d'observation afin d'obtenir et de centraliser les différentes informations et données disponibles sur le territoire concernant la gestion de l'énergie. Analyses des consommations par postes, de l'usage des énergies, et du potentiel d'économies d'énergies seraient pertinents afin d'adapter les politiques locales et permettraient d'affiner et de chiffrer plus précisément les actions en cours ou à mettre en place lors de la prochaine révision de la PPE.

	2017-2018	2019-2023	2016-2023	2023
Détail	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période	Gains énergétiques (GWh/an)
Dispositif d'observation de l'énergie à SPM	-	250 <sup>2</sup>	250	-

### I.1 Investissement pour les transports

Tout d'abord, contrairement à la majorité des autres territoires ultras-marins français, il est à noter que le secteur du transport ne représente que le 3ème poste consommateurs en énergies primaires sur le territoire avec environ 16 %.

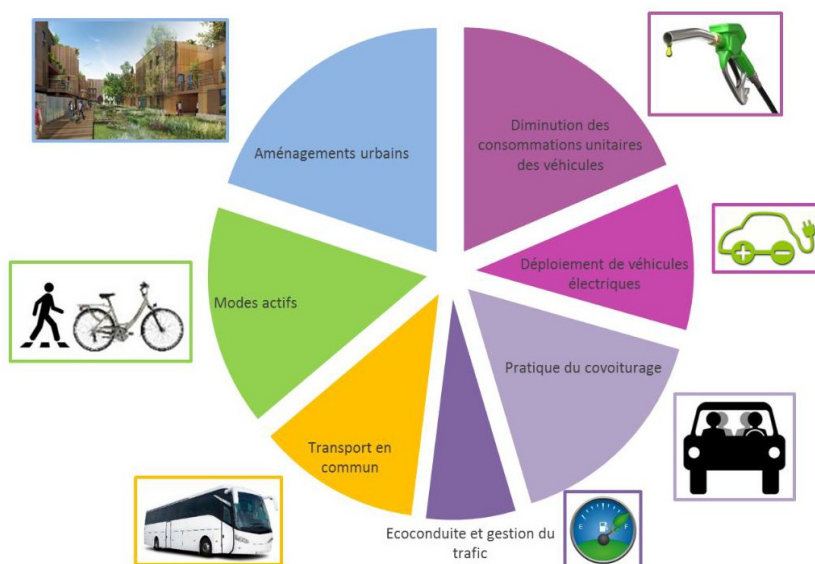


Illustration1: Aspects MDE dans les transports (source Agence d'Aménagement durable, d'Urbanisme et d'Énergie de la Corse)

Afin de concevoir des plans d'actions, il est nécessaire de prendre en compte un élément essentiel dans les questions de

2

Il est estimé à 50 000 €/an, la mise en place d'un dispositif d'observation de l'énergie sur le territoire. Ces 50 k€ correspondre à l'évaluation du montant d'un salaire sur un an pour un chargé de mission sur cette thématique. Les modalités de financements de ce dispositif sont encore à définir.

mobilité : la sociologie. En effet, l'évolution vers des déplacements plus durables et, en particulier, le changement de mode de transport, nécessite des changements de comportement. Sur le territoire, cette notion est plus présente qu'ailleurs du fait de la proximité géographique avec le continent nord-américain et ses conséquences sur les modes de vies.

Une partie des mesures est transversale : leurs bénéfices seront donc répartis sur différents axes de travail et c'est pour cela qu'il est difficile d'estimer leurs impacts exacts en termes d'économies d'énergie.

#### ➤ **Diminution des consommations unitaires des véhicules**

La diminution des consommations unitaires devrait être principalement liée aux évolutions technologiques et réglementaires nationales. En suivant l'évolution tendancielle de la consommation moyenne du parc de véhicules particuliers en France<sup>3</sup>, on constate un progrès annuel de 1 %, ce qui pourrait induire, à véhicule.kilomètre annuel constant, une économie d'énergie annuelle d'environ de 390 MWh d'énergies primaire issues des hydrocarbures pour un coût quasiment nul à l'échelle régionale pour l'année 2017 par rapport à l'année 2016. Néanmoins, en prenant en compte les consommations en hydrocarbures routiers sur l'archipel sur les 12 dernières années, on constate une diminution unitaire de l'ordre de 19 m<sup>3</sup> d'essence par an et plus de 32 m<sup>3</sup> de gazole par an soit 531 MWh annuel. **On retiendra cette dernière hypothèse afin d'être au plus près des réalités territoriales.** Il est à noter que cette hypothèse tient indirectement compte de l'évolution démographique et économique sur l'archipel sur les 12 dernières années.

Un nombre important de véhicules type « 4x4 » ou « pick-up » est présent sur l'archipel. Ces véhicules consomment aux 100 km plus de carburants que la moyenne des véhicules. Néanmoins, le nombre important de ces véhicules s'explique par un certain nombre d'arguments et faits, principalement liés à la position géographique ainsi que par l'enracinement culturel de l'archipel en Amérique du Nord. En effet, les conditions météorologiques sont difficiles et souvent capricieuses (neiges, vents parfois violents et température fraîche). La population est « bricoleuse » et le besoin de transport de matériaux et/ou d'outils est important. Ces véhicules robustes permettent aussi de tracter les bateaux de plaisance. Enfin, la proximité avec le Canada permet à la population d'accéder à tarif avantageux à des véhicules nord-américains souvent plus imposant que leurs homologues français.

Enfin, il est à noter que si le parc automobile était essentiellement nord-américain, depuis quelques années, celui-ci semble basculer vers des constructeurs européens.

#### ➤ **Bornes de recharges intelligentes**

La PPE envisage comme premier déploiement de bornes de recharge « intelligentes », un objectif d'une dizaine de charge à l'horizon 2023, pour un montant estimé à 0,5 M €. <sup>4</sup>

La PPE planifie une étude d'opportunités concernant le développement des technologies hydrogène à horizon 2021.

#### ➤ **Covoiturage**

Le covoiturage est connu pour être une solution très abordable (la création d'infrastructures étant limitée) avec des effets particulièrement remarquables, et ce, même en milieu rural. Néanmoins, la taille du réseau routier ainsi que le kilométrage moyen des déplacements sur Saint-Pierre et sur Miquelon font que les gains économiques escomptés pour les utilisateurs seront faibles, ce qui constitue un frein à la mise en place de ce type d'actions. Le seul potentiel identifié pour la mise en place de covoiturage se situe au niveau des nombreuses administrations, plus gros employeurs de l'archipel. Cette pratique est néanmoins déjà présente de manière informelle, la mise en place d'une plateforme spécifique constituerait ainsi un investissement non rentable. Il est toutefois important de communiquer sur ce type d'actions et les bénéfices pour chacun afin de continuer à étendre cette pratique.

#### ➤ **Éco-conduite et gestion du trafic**

---

3 Sources des données : statistiques gouvernementales

4 Le montant unitaire d'une borne de recharge intelligente est estimé à 50 000 €.

La mise en place de formation à l'éco-conduite est un des éléments permettant de participer à la réduction des consommations en carburants. Ceci d'autant que les déplacements routiers dans l'archipel sont le plus souvent des déplacements de l'ordre d'un kilomètre, soit le kilomètre le plus générateur de GES. Ainsi, des actions d'éco-conduites apporteront des gains certainement supérieurs à ceux généralement enregistrés pour ce type d'actions. Il est nécessaire de construire le cadre de ces formations pour la période 2019-2020 pour une mise en place pour la période 2021-2023.

➤ **Transports en communs**

Il n'y a pas d'investissements prévus sur cet axe compte-tenu de l'absence de besoin supplémentaires en transports en commun autres que ceux déjà existant. Les seuls moyens de transports collectifs existants sont le ramassage scolaire des écoliers ainsi que les transports maritimes et aériens sur lesquels aucunes autres actions de MDE ne peuvent être mis en place.

➤ **Modes actifs**

La stratégie pour le développement des modes actifs est principalement constituée d'actions de communications et de sensibilisation aux modes de déplacements « doux » comme le vélo, le covoiturage ou la marche. La mise en place d'un plan de mobilité douce sera donc à prévoir.

➤ **Bilan des économies d'énergies et des investissements associés**

Il est à l'heure actuelle difficile de quantifier les investissements nécessaires à la mise en place de ses actions.

	2017-2018	2019-2023	2016-2023	2023
Détail	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période	Gains énergétiques (GWh/an)
Diminution des consommations et mode alternatifs à la voiture individuelle	-	-	-	0,53
Bornes de recharges intelligentes	-	500	500	-
Étude de faisabilité mobilité durable	-	30	30	-
<b>TOTAL</b>	-	530	530	0,53

## **I.2 Investissements pour la maîtrise de la demande en électricité**

### Rénovation de l'éclairage public

Sur Saint-Pierre, l'éclairage public est constitué de 1 382 points lumineux (797 Mairie, 483 CT et 102 État). Le réseau de Miquelon dispose de 240 points lumineux.

L'État, la collectivité territoriale et la mairie de Saint-Pierre (mandataire du groupement) ont fait le choix de remplacer leurs luminaires (majoritairement avec des ampoules au sodium 150 W) par des luminaires à LED permettant des économies d'énergie et un éclairage de qualité et en phase avec les différentes préconisations environnementales. Les premiers résultats montrent une économie énergétique de 60%. À l'heure actuelle, près de 50 % des luminaires ont été changés. En plus de ce changement de luminaires la municipalité a programmé l'installation d'horloges astronomiques au niveau des postes ce qui devrait aussi permettre de réaliser des économies. La mairie de Saint-Pierre table sur le remplacement de l'ensemble des points lumineux pour 2020 (2021 au grand maximum) au rythme de 170 luminaires par an. Les coûts supportés par les membres du groupement pour le remplacement des luminaires sont estimés à 1170 € par luminaire. Le temps de retour sur investissement est estimé à quelques années.

La mairie de Miquelon a elle aussi fait le choix de remplacer ses points lumineux. À l'heure actuelle 14 points ont été changés (7%), et près de 70 points sont programmés pour la seule année 2017. Néanmoins, il est difficile pour la mairie de Miquelon de programmer au-delà de l'année 2017. En effet, le budget de la commune étant modeste, les têtes restantes seront changées en fonction du retour sur investissement constaté sur les candélabres déjà changés.

Le bilan des consommations des premiers luminaires remplacés font état de 0,352 MWh électriques qui sont évités par remplacement de luminaires. À terme, ce sont plus de 550 MWh électriques par an qui ne seront pas consommées sur l'archipel soit plus d'1 % des consommations électriques de l'archipel lorsque l'ensemble de l'éclairage public du territoire sera rénové. De plus, ce sont plus de 400 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> par an qui sont évitées. Les changements programmés pour la période 2017-2023 permettront d'économiser 264 MWh et environ 67 tonnes de CO<sub>2</sub> en 2023.

Les collectivités font état d'un coût global 1 170 € par changements de luminaires soit environ 1 850 000 € pour effectuer le remplacement de la totalité de l'éclairage public de l'archipel.

### Isolation thermique des bâtiments

La loi du 13 juillet 2005 confère un rôle aux collectivités territoriales en matière de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) tout en tenant compte de la situation des zones non interconnectées telle que celle de Saint-Pierre et Miquelon qui se caractérise par sa fragilité et sa forte dépendance énergétique. Au-delà des obligations qui peuvent en découler, la Collectivité Territoriale souhaite mettre en œuvre une véritable politique énergétique qui puisse s'inscrire dans sa stratégie globale de développement durable.

La collectivité territoriale de Saint-Pierre et Miquelon et EDF-SEI ont acté un partenariat, prenant la forme d'un accord-cadre pluriannuel, pour la période 2017-2020, portant sur la maîtrise de la demande en énergie. L'objectif du partenariat est d'infléchir la croissance de la consommation électriques grâce à un effort de développement de l'efficacité énergétique vers toutes les cibles : tertiaires, collectivité, logements individuels et collectifs. Cet accord se présente notamment sous la forme d'aides octroyées pour l'isolation des logements ainsi pour aider au remplacement de chaudières vieillissantes (50 % du montant des aides seront payés par la Collectivité et 50 % seront payés par EDF). Les parties prenantes de l'accord ont programmé une action ponctuelle d'audit énergétique des accords et aides passées pour l'année 2017 à hauteur de 30 000€ (50 % C.T. et 50 % EDF) afin d'estimer plus précisément les gains financiers et environnementaux des opérations.

L'accord cadre mentionne une prévision annuelle de 50 dossiers d'aide à l'isolation et 125 dossiers d'aide au remplacement de chaudières. Si, en l'absence de l'audit énergétique des actions engagées, il est difficile d'estimer les gains énergétiques pour chaque opération, une première estimation peut néanmoins être faite en tenant compte d'un certain nombre d'hypothèses.

Pour l'aide à l'isolation :

- le rapport THEL-ETB de 2010 fait état d'un gain prévisionnel de 35 500 kWh pour une maison non isolée et 18 370 kWh pour une maison insuffisamment isolée. Les coûts moyens des travaux par logement sont respectivement de 40000€ et 23500 €.
- ce même rapport estime la proportion des maisons non isolés à 26 % et 74 % pour les maisons insuffisamment isolées

Ainsi, on peut ainsi estimer les gains énergétiques moyens d'une opération de réhabilitation d'une maison à 22 824 kWh d'énergies par an pour un coût moyen de 27790 €. Au total, dans le cas de 50 opérations d'aide à l'isolation, il est estimé, en première approche, 1141 MWh évitées par an pour un coût de 1,39 M€. Afin d'estimer de manière la plus fiable possible les gains réels de ces opérations sur la période 2017-2020, à la vue du nombre moyens de dossiers traités et de sa tendance à la baisse, il sera retenu, sur les périodes 2017-2020 une moyenne de 40 opérations d'isolations thermiques de résidences principales par an. En l'absence d'information concernant la reconduction de l'accord cadre entre la CT et EDF après 2020, on se projetera sur une tendance identique pour la période 2021-2023 concernant les opérations engagées.

#### Remplacement des chaudières

Concernant le remplacement des chaudières, la CT et EDF table sur une prévision de 125 dossiers de remplacement de chaudières par an. Par rapport à une chaudière moderne standard, les chaudières basse température et à condensation réalise des gains de consommation de l'ordre de 15 % par chaudière. Ainsi, le rapport thel-etb estime que le remplacement de chaudières standards par des chaudières plus performantes apporte un gain de consommation estimé entre 3500 kWh et 4000 kWh par habitation et par an, soit entre 438 MWh et 500 MWh de fioul en moins par an pour 125 chaudières remplacées, pour un coût estimé de 6000 € par chaudière. Comme pour les opérations d'aides à l'isolation, à la vue du nombre de dossiers traités et de l'évolution du nombre de demandes, il sera retenu, sur les périodes 2017-2020, une moyenne de 40 opérations de changements de chaudières par an. En l'absence d'information concernant la reconduction de l'accord cadre entre la CT et EDF après 2020, on se projetera sur une tendance identique pour la période 2021-2023 concernant les opérations engagées.

	2017-2018	2019-2023	2017-2023
Détail	Investissements cumulés en M € sur la période	Investissements cumulés en M€ sur la période	Investissements cumulés en M€ sur la période
Aide à l'isolation des logements	2,224	5,560	7,784
Aides au remplacement des chaudières	0,480	1,200	1,680
Recyclage des chaudières remplacées	0,030	0,075	0,105
Audit énergétique des actions passées CT-EDF	0,030	-	0,030
Remplacement de l'éclairage public	0,281	0,597	0,878
Création du point Info-Énergie	ND	ND	ND
Formation des professionnels du bâtiment	ND	ND	ND
<b>TOTAL</b>	<b>3,05</b>	<b>7,43</b>	<b>10,48</b>

NB : Comme mentionné au paragraphe VI.2.6 de la PPE et suite aux discussions auprès de la direction d'EDF Saint-Pierre et Miquelon, il n'est pas prévu le déploiement de compteurs communicants sur l'archipel. En effet, EDF a sorti Saint-Pierre et Miquelon du périmètre de mise en place des compteurs.

### **I.3 Investissements pour le développement EnR électriques**

La programmation pluriannuelle de l'énergie définit des objectifs à la fois pour les énergies renouvelables dites stables (biocarburants, CSR) et pour celles dites intermittentes (photovoltaïque, éolien). Il s'agit ainsi :

- de réaliser le schéma territorial éolien de l'archipel afin d'accélérer le développement de projets de territoire,
- de développer massivement la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne, ressources disponible sur le territoire et ayant fait ces preuves, avec comme objectifs, 50 % d'électricité d'origine renouvelable consommée à Saint-Pierre et à Miquelon,
- de développer le recyclage des huiles alimentaires usagées (HAU) afin de produire du biocarburant de 1ère génération (+ 33,5 MWh réel, 67 MWh avec la règle du double comptage),
- de planifier une étude de faisabilité technico-économique concernant le potentiel d'implantation de petites centrales hydroélectriques sur le territoire,
- de tester la technologie de production d'énergie électrique d'origine photovoltaïque,
- de continuer les études de compréhension de l'environnement marins autour de l'archipel afin, par la suite, d'affiner ces études pour une éventuelle implantation future d'unités de production d'énergies marines renouvelables,
- de panifier une étude réglementaire, technique et économique concernant la valorisation énergétique des ordures ménagères résiduelles et des déchets d'encombrants sous forme de combustibles solides renouvelable.

Le tableau ci-dessous donne une estimation des investissements nécessaires afin d'atteindre ces objectifs. Les hypothèses retenues sont extraites de la « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique » éditée en 2008 par le ministère de l'écologie, de l'énergie et du développement, « coûts des énergies renouvelables en France, édition 2016 » édité par l'ADEME et le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, ainsi que le document « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » édité 2014 par la Commission de Régulation de l'Énergie. Le montant des investissements mentionnés ne tient pas compte des montants, parfois très importants, engagés par les porteurs de projets dans les études amont, autres que les études de faisabilité. Concernant les coûts de l'éolien avec stockage pour Miquelon, il sera retenu, en première approche, des coûts de 5000 € par kW installé.



		MDE++ 2017-2018	MDE++ 2019-2023	MDE++ 2017-2023	Fil de l'eau 2023
Détail	Coût en k€/MW installé	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période	Investissements cumulés en k€ sur la période
Schéma Territorial Éolien			30 <sup>5</sup>	30	0
Éolien avec stockage à Miquelon	5000 <sup>6</sup>	0	10000	10000	0
Éolien à Saint- Pierre	1300-1700	0	9000	9000	0
HAU	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Négligeable	0
Petite hydroélectricité	6000		15 <sup>7</sup> Fonction des résultats de l'étude	15	0
ORC	ND	N.D.	Étude économique	N.D.	0
Photovoltaïque	2900 <sup>8</sup>	À définir	À définir	À définir	0
Étude d'opportunité et de faisabilité de développement des technologies dihydrogène			30	30	
<b>TOTAL</b>		30	19045	19075	0

Il est particulièrement important de noter que ces coûts ne prennent nullement en compte les surcoûts liés à sa situation géographique et économique et à sa fiscalité. Pour ces raisons, ces données ne donnent qu'un ordre de grandeur approximatif pour Saint-Pierre et Miquelon.

L'ensemble de ces actions représente un coût estimatif de l'ordre de 19 M€ pour une production annuelle d'électricité d'origine renouvelable d'environ 25 GWh électrique.

5 Coût estimé pour la réalisation du Schéma Territorial Éolien à Saint-Pierre-et-Miquelon

6 Coût de l'éolien avec stockage d'après l'estimation de l'évaluation économique et sociale de la Corse, document adjoint à la PPE de Corse

7 Étude de faisabilité estimée à 15000 €

8 D'après l'évaluation économique et sociale de la Corse, document adjoint à la PPE de Corse

## I.4 Investissements infrastructures et réseaux

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnr) sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi "Grenelle II" permettant d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des ENR. Ce schéma n'existe pas pour l'archipel.

Concernant les coûts de raccordements des projets de production d'énergies électriques renouvelables de Miquelon et de Saint-Pierre, il n'est pas possible d'estimer précisément ces coûts du fait de l'absence de référence sur le territoire mais aussi du fait que le lieu d'implantation de ces parcs ne sont pas encore définis (les coûts sont fortement liés à l'éloignement du parc par rapport au réseau). De plus, les coûts de raccordement sont pris en compte dans les investissements pour le développement des EnR électriques.

### FACÉ :

La CT dispose, suite à la modification des clés de répartition du FACÉ en 2014, d'un montant annuel d'environ 650 à 700 000 € par an pour les deux communes de l'archipel (à titre d'information, la dotation pour l'année 2016 à l'archipel est de 707 k€, près de 80 % de cette somme concerne le sous-programme « renforcement » et près de 20 % concerne le sous-programme extension). Il est à noter que le programme FACÉ subventionne au maximum 80 % des montants des travaux d'extensions et de renforcements. Ainsi, ces programmes de travaux représentent un montant total d'environ 875 000 € par an.

Le gestionnaire du réseau public de distribution de l'électricité suppose une reconduction de ces montants pour la période 2018 et 2019, soit environ 875 000 € par an. Néanmoins, celui-ci attire notre attention sur le fait que cette somme est susceptible d'être accrue à horizon 2023 afin de correspondre aux objectifs de développement des sources de production d'énergies renouvelables à cette échéance et des besoins en raccordement inhérents au développement de ces unités.

De même, le gestionnaire du réseau indique que **ces montants pourront aussi être revus à la hausse en fonction des décisions qui seront prises lors de la définition du Schéma Territoriale d'Aménagement et d'Urbanisation (STAU)** dans les mois à venir. Il a notamment été mentionné plusieurs hypothèses d'urbanisations comme deux projets de lotissements à Savoyard ou l'hypothèse de l'urbanisation de l'Anse du Gouvernement à Langlade. Ces hypothèses seraient susceptibles d'avoir comme conséquences, pour le gestionnaire des réseaux de distribution électrique dans le cadre de sa mission de service public, d'accroître fortement les besoins en financements afin d'étendre et de renforcer son réseau jusqu'à ces points (sans même évoquer, comme cela pourrait être le cas, le besoin en unités de production électrique dans le cas où l'Anse du Gouvernement serait urbanisée).

	MDE ++ 2018 (en k€)	MDE 2023 ++ (en k€)	Cumul PPE (en k€)
<b>FACÉ – Programme principal 793 « Électrification rurale »</b>	1750	4375	6125
<b>FACÉ – Programme spécial 794 – sous programme « Opérations de maîtrise de la demande d'électricité »</b>	30 <sup>910</sup>		30
<b>FACÉ – subventions « exceptionnelles » pour changement de tension</b>	490		

9 Étude des habitudes des consommations des miquelonnais estimée à 30000 €

10 Pour le programme spécial, les aides sont attribuées au cas par cas en fonction des projets portés par les AODE (ici, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon) faisant l'objet de dossiers de demandes de subventions. Ces dossiers sont examinés par le comité restreint du conseil à l'électrification rurale qui rend un avis.

<b>Étude d'interconnexion réseaux électriques Saint-Pierre et Miquelon</b>	0	100	
Total	2270	4475	6745

En l'absence d'informations sur les coûts prévisionnels de l'étude de l'interconnexion des réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon, on estimera ces coûts, en première approche, à 100 000 € du fait des nombreuses problématiques à intégrer au sein de l'étude (contraintes techniques, réglementaires, financières, paysagères, sociétales, etc.).

À ceci s'ajoute le fait que la présente PPE retient la nécessité très forte d'une étude sur les habitudes de consommations en électricité des miquelonnais, ceci pour deux raisons :

- Ajuster les modes de consommations en électricité à Miquelon, afin de diminuer les consommations en période de pointe, fortement consommatrices en hydrocarbures et accroissant fortement les coûts de production de l'électricité et ainsi lisser la production,
- Diminuer la capacité de stockage adossée à la production d'électricité d'origine éolienne nécessaire à l'atteinte de 50 % de consommation électrique d'origines renouvelables en 2023. En effet, en l'état actuel des technologies, les coûts de stockage sont particulièrement importants. L'objectif est de diminuer de 50 % la capacité de stockage nécessaire à l'atteinte de l'objectif de 50 % de consommations d'EnR, évaluée, en l'état, jusqu'à 6 MW.

#### Perspectives

Afin de réaliser l'objectif d'autonomie énergétique renouvelable du territoire en 2030 comme prévu dans la LTECV, d'importants coûts d'amortissements d'infrastructures énergétiques thermiques sont d'ors et déjà à anticiper, deux en particulier ; le réseau de chaleur, actuellement en construction sur Saint-Pierre, ainsi que la nouvelle centrale thermique de Saint-Pierre, inaugurée en 2015. Si les objectifs de développement des EnR sur le territoire ne devraient qu'impacter faiblement l'exploitation du réseau de chaleur et la centrale avant 2023 compte-tenu du fait qu'il n'est pas réaliste que les infrastructures de production d'énergies à partir de ressources renouvelables (principalement éolienne sur Saint-Pierre et sur Miquelon) soient en exploitation avant l'année 2023, il est à noter que les charges d'amortissement de ces deux infrastructures énergétiques seront nécessairement conséquentes.

À titre d'informations, le coût global du projet de réseau de chaleur (actualisé en juin 2015) représente 14,1 M €, réparti comme suit :

- 9 600 k€ côté réseau
- 4 500 k€ côté EDF

Il est à noter que l'ADEME participe à l'investissement à hauteur de 4 600 k€ côté réseau et 2 000 k€ côté EDF.

L'investissement dans la nouvelle centrale thermique de Saint-Pierre est d'environ 70 M €.

L'étude sur l'interconnexion des réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon 2019-2020 est évaluée, en l'état, à 100 000€.

## I.5 Bilan des investissements nécessaires

	<b>MDE++ 2017-2018</b>	<b>MDE++ 2019-2023</b>	<b>MDE++ 2017-2023</b>	<b>Fil de l'eau 2023</b>
Détail	Investissements en M€ sur la période	Investissements en M€ sur la période	Investissements en M€ sur la période	Investissements en M€ sur la période
Global	0,00	0,25	0,25	0,00
Transport	0,00	0,53	0,53	0,00
MDE	3,05	7,43	10,48	3,90
EnR électriques	0,03	19,02	19,05	0,00
Infrastructures et réseaux	2,27	4,48	6,75	5,12
<b>TOTAL</b>	<b>5,35</b>	<b>31,71</b>	<b>37,06</b>	<b>9,40</b>

La pleine réalisation du scénario préconisé dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie nécessite sur la période 2017-2023 des investissements de l'ordre de 37,06 M €.

## II Impact sur les finances publiques

### II.1 Évolution de la CSPE

Conformément à l'article 176 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'étude d'impact économique et social de la programmation pluriannuelle de l'énergie doit évaluer l'évolution des charges couvertes par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

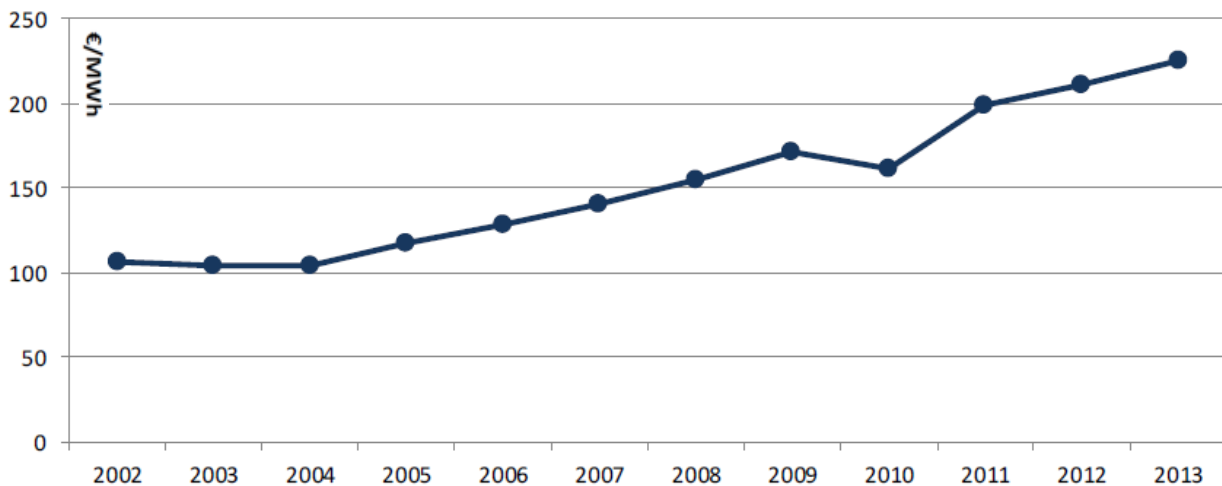


Illustration 2: Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013 (Source CRE)

Comme rappelé dans la PPE, en raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en France continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et est aujourd'hui financée par la contribution de service public de l'électricité (CSPE). Les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 225 €/MWh en 2013. Les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé.

Les charges de service public dans les ZNI, donnant lieu à compensation, comprennent :

- les surcoûts de production des fournisseurs historiques ou les surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité signés entre un producteur tiers et le fournisseur historique, pour des installations situées en ZNI ;
- les charges dues à l'application des dispositifs sociaux ;
- les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite par des installations situées dans des pays tiers, et importée dans les ZNI ;
- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE).

Cette évaluation est basée sur de nombreuses hypothèses, et notamment concernant les coûts de certaines filières qui n'existent plus ou pas à Saint-Pierre et Miquelon. Afin d'évaluer l'impact de la mise en œuvre de la PPE sur la CSPE,

les hypothèses suivantes ont été retenues :

- **Calcul CSPE**

Les surcoûts de production qui font l'objet d'une compensation par la CSPE résultent de la différence entre les prix d'achat tels que définis ci-dessus pour chaque type d'énergie renouvelable (ou le coût de production pour les installations d'EDF) et la « part production du tarif de vente » (valeur retenue : 50€/MWh).

- **Coûts de production du MWh**

- Pour le thermique, les coûts de production retenu est de 580 €/MWh, correspondant aux coûts de production constatés par EDF lors l'année 2015 à Saint-Pierre et Miquelon. Le coût pour la CSPE du thermique est donc de 530 €/MWh. Ces coûts ne sont pas modulés en fonction des probables augmentations du prix du fioul dans les années à venir (étant donné que le prix actuel peut être considéré comme un point bas).
- Du fait de l'abrogation, au 15 décembre 2016, de l'arrêté du 17 juin 2014, fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations éoliennes à Saint-Pierre et Miquelon, cette production devra donc passer par des contrats d'achat de gré à gré, découlant d'appels d'offres de la CRE et permettant de rémunérer dans des conditions satisfaisantes un opérateur économique. La présente PPE retient donc un coût de production de 150 €/MWh d'électricité d'origine éolienne (sans stockage) et un coût pour la CSPE de 100 €/MWh.
- De la même manière, l'éolien avec stockage ne bénéficie pas de cadre tarifaire spécifique pour Saint-Pierre et Miquelon. Cette production devra donc passer par des contrats d'achat de gré à gré via un appel d'offre spécifique encadré et promulgué par la CRE. Pour le présent exercice et en l'absence de point de comparaison pour l'archipel, il est retenu le tarif de 245 €/MWh, valeur retenue dans la PPE de Guyane. Le coût pour la CSPE est ainsi évalué à 195 €/MWh.

Il est pris en compte un mix énergétique avec une configuration du parc thermique correspondant à celle en vigueur actuellement comme défini au chapitre VI.1. de la PPE.

En l'absence d'informations sur le déploiement ou non de solutions de stockage adossées au parc éolien de Saint-Pierre, on supposera pour le présent exercice, le développement d'un parc de puissance installée de 6 MW sans stockage.

- **Évolution du mix électrique**

- La consommation électrique en 2018 et 2023 est celle du scénario « MDE ++ ». La consommation du scénario « MDE + » est celle du scénario « au fil de l'eau » estimé à l'aide de la poursuite des actions déjà engagées sur le territoire au même rythme que les dernières années.
- La production EnR est estimée à partir des nouvelles installations prévues dans la PPE.
- La production thermique résulte de la différence entre la consommation et la production EnR.

	Production électrique issue des moyens thermiques (GWh/an)		
	2016	2018	2023
Scénario au fil de l'eau	48,6	49,2	50,0
Scénario MDE ++	48,6	49,2	25,0

## II.1.1 Comparaison de l'évolution de la CSPE en fonction des scénarios

Afin d'évaluer l'effet de la PPE sur la CSPE, il convient d'évaluer le montant des charges de CSPE dues à l'augmentation de la production des EnR électriques et d'y soustraire celles relevant de la production thermique permettant de couvrir les besoins de consommation conformément aux hypothèses. Ces résultats sont synthétisés dans le tableau ci-dessous.

Source	Technologie	Objectifs PPE 2018/2016				Objectifs PPE 2023/2016				Tendanciel 2023/2016			
		Delta puis. (MW)	Delta prod. GWh	Coût MWh €	Coût CSPE (M€)	Delta puis. (MW)	Delta prod. GWh	Coût MWh €	Coût CSPE (M€)	Delta puis. (MW)	Delta prod. GWh	Coût MWh €	Coût CSPE (M€)
Vents	Éolien Miquelon avec stockage	0	0	245	0	2	4,05	245	0,8	0	0	245	0
Vents	Éolien Saint-Pierre sans stockage	0	0	150	0	6	20,85	150	2,09	0	0	110	0
Soleil	Test photovoltaïque	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	négligeable	0	0	0	0
	TOTAL ENR	0	0		0	8	24,9		2,87	0	0	0	0
	Thermique	0	0,55	580	0,3		-24,9	580	-13,20	0	1,4	580	0,74
	TOTAL				0				-10,33				0,74

En l'absence de la mise en œuvre de la PPE, le scénario « Fil de l'eau » se traduit par une hausse de la CSPE de 742 000€ par rapport à 2015. Le scénario MDE renforcée se traduit en revanche par une économie de 10,33 M€. La mise en œuvre de la PPE entraîne par conséquent une économie annuelle de près de 11,07 M€ de CSPE par rapport au scénario « au fil de l'eau ». Ces résultats sont néanmoins à prendre avec prudence, car le coût de rachat de l'énergie éolienne sera certainement plus important afin de permettre à un exploitant de pouvoir couvrir ses investissements et ses coûts d'exploitation (il est rappelé que les coûts d'investissements nécessaire à la mise en place de capacité de stockage, à l'heure actuelle estimée jusqu'à 6 MW, nécessiterait un investissement de 6-7 M € pour le stockage de l'énergie seule). A contrario, le prix du fioul étant bas, il est possible que les surcoûts de production des centrales thermiques soient sous évalués par rapport à l'augmentation future. Par la même, les économies réalisées sur la CSPE des parcs éoliens seraient plus importantes. Il est à noter que le réseau de chaleur actuellement en construction, alimentera les bâtiments raccordés en eau chaude sanitaire en substitution de fioul et non d'électricité. Ainsi, le réseau de chaleur, bien qu'améliorant le rendement global de production de centrale, n'a pas d'incidences directes sur les coûts de la CSPE.

## II.1.2 Impacts détaillés des actions MDE sur la CSPE

Les actions renforcées de MDE sur le bâtiment entraînent une diminution de la production issue des moyens thermiques. En retenant l'hypothèse qu'environ 17,38 % des consommations évitées d'ici à 2023 sont des consommations électriques et en considérant les coûts moyens de production substituée, il apparaît que la réalisation des actions de MDE permet d'éviter environ 730 k€/an de charges supplémentaires de CSPE en 2023.

Scénario MDE Renforcée	2018 par rapport à 2016			2023 par rapport à 2016		
	Conso élec. Évitées en MWh/an	Surcoût de production évitée en 2018 en €/MWh	Gain CSPE en 2018 par rapport à 2016 en M€/an	Conso élec. Évitées en MWh/an	Surcoût de production évitée en 2023 en €/MWh	Gain CSPE en 2023 par rapport à 2016 en M€/an
Efficacité énergétique résidentiel	317,4	530	0,17	1110,9	530	0,59
Éclairage public	84,5	530	0,04	264	530	0,14
<b>Total</b>	401,5		0,21	581		0,73

*NB : La comparaison entre les différents scénarios de l'effet de ces actions de MDE sur la consommation d'électricité totale n'est pas immédiate dans la mesure où chaque scénario repose sur de nombreux paramètres dont notamment l'évolution de la population, l'activité économique, le taux de décohabitation et l'intégration de nouveaux usages.*



## II.2 Fonds publics

### II.2.1 FED, CPER, FACÉ, Accord Cadre EDF-CT, ADEME et recettes fiscales

Ces dépenses se décomposent entre :

- les dépenses publiques : État / Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon / Autres financeurs publics / FED
- Les crédits FACE pour le raccordement et le développement du réseau électrique.

Les dépenses publiques prévisibles sont présentées ci-après. Les montants proviennent soit de budgets contractualisés (FACE 2015-2018), ou s'appuient sur des hypothèses de développement et d'objectifs affichés par les acteurs institutionnels.

- **FEDER et FED**

Saint-Pierre et Miquelon n'est pas éligible aux fonds européens FEDER mais au 11ème Fond Européen de Développement (FED) de par son statut de Pays et Territoires d'Outre-Mer (PTOM). Le FED, pour la période 2017-2020 ne prévoit aucun financement des mesures inscrites dans la présente PPE.

- **CPER 2015-2020**

Hormis, l'étude concernant le renforcement de l'apportement pétrolier de Miquelon pour un montant prévu de 210 000 € financé à 99,63 % par l'état et 0,37 % par la collectivité de Saint-Pierre et Miquelon, aucun autre financement des mesures inscrites dans la présente PPE n'est inscrit au sein du Contrat de Développement.

- **Accord cadre EDF-CT 2017-2020**

Les crédits prévus au titre de l'accord cadre EDF-CT 2017-2020 pour le financement des programmes d'actions MDE s'élèvent à près de 1 958 000€ répartis comme suit :

Détail	Crédits sur la période 2017-2020 (50% CT, 50% EDF)
Aide à l'isolation des logements	928000,00 €
Aides au remplacement des chaudières	800000,00 €
Recyclage des chaudières remplacées	200000,00 €
Audit énergétique des actions passées	30 000 € (en 2017)
<b>TOTAL</b>	<b>1 958 000 €</b>

- **ADEME**

L'ADEME est parti prenante sur un certains nombres de projets de territoires en lien avec l'énergie.

Projet	Détail	Crédits ADEME sur la période 2015-2023
Réseau de chaleur	Coté réseau de chaleur	4600000 €
	Coté EDF – récupération de chaleur	2000000 €
Territoire Zéro Déchets Zéro Gaspillage – thématique lié à l'énergie	Étude préféabilité Combustibles Solides de Récupération (CSR)	35000 €
<b>TOTAL</b>		<b>6635000 €</b>

- **Recettes fiscales des collectivités**

Les communes de Saint-Pierre et de Miquelon perçoivent une part non-négligeable de financements grâce à l'importation d'hydrocarbures sur le territoire. Une taxe de 0,07 €/litre importé est perçue par les communes (70 % pour Saint-Pierre et 30 % pour Miquelon) ainsi qu'une taxe de 2 % de la valeur CAF des hydrocarbures pour les frais de débarquement. Annuellement, ce sont ainsi près de 2 millions d'euros de financements que perçoivent directement les communes. Compte tenu des objectifs de réduction de la consommation d'hydrocarbures au sein de la PPE, à horizon 2023, c'est environ entre 200 000 et 600 000 euros de financement au moins pour les communes. Si ces financements seront en partie compensés par les différentes taxes perçues dans le cadre de l'exploitation de parcs éolien sur le territoire, ceux-ci ne pourront compenser en totalité les pertes liées à l'importation d'hydrocarbures. Afin d'anticiper et de réduire les contraintes économiques liées à la réduction des recettes fiscales perçues à l'importation d'hydrocarbures, les communes du territoire peuvent s'impliquer davantage dans les projets éoliens afin de capter une plus grande part de la richesse générée par les parcs éoliens, en s'associant notamment avec les opérateurs privés. La LTECV du 17 août 2015 a notamment introduit de nouveaux outils visant à faciliter l'implication des collectivités dans les projets, notamment en leur permettant de participer au capital de sociétés productrices ou d'exploitation d'énergies renouvelables.<sup>11</sup>

---

11 Article 109 de la LTECV

## II.2.2 Investissements dans les réseaux

- Subventions du FACE relatives aux investissements dans les réseaux de distribution :

	MDE ++ 2018 (en k€)	MDE 2023 ++ (en k€)	Cumul PPE (en k€)
FACÉ – Programme principal 793 « Électrification rurale »	1750	4375	6125
FACÉ – Programme spécial 794 – sous programme « Opérations de maîtrise de la demande d'électricité »		30 <sup>12 13</sup>	30
FACÉ – subventions « exceptionnelles » pour changement de tension	490		
Total	2240	4405	6645

La Collectivité Territoriale est « l'autorité organisatrice du réseau public de distribution » (AODE), propriétaire des réseaux de distribution électriques présents sur le territoire. À ce titre, elle bénéficie de l'accès au dispositif FACÉ (Fonds d'Amortissements aux Charges d'Électrification) afin de réaliser différents types d'opérations sur les réseaux : Extension, renforcement et d'enfouissement des réseaux. EDF, en tant qu'expert et exploitant des réseaux de distribution sur l'archipel, est le référent technique : à ce titre, il réalise les pré-études ainsi que le contrôle des chantiers sur les réseaux.

Le gestionnaire des réseaux de distribution (GRD), ici EDF-SEI, dispose, suite à la modification des clés de répartition du FACÉ en 2014, d'un montant annuel d'environ 650 à 700 000 € par an pour les deux communes de l'archipel (à titre d'information, la dotation pour l'année 2016 est de 707 k€. Près de 80 % de cette somme concerne le sous-programme « renforcement » et près de 20 % concerne le sous-programme extension).

Le gestionnaire du réseau public de distribution de l'électricité suppose une reconduction de ces montants pour la période 2018 et 2019, soit environ 650-700 000 € par an. Néanmoins, celui-ci attire notre attention sur le fait que cette somme devrait être susceptible d'être accrue à horizon 2023 afin de correspondre avec les objectifs de développement des sources de production d'énergies renouvelables à cette échéance et des besoins en raccordement inhérents au développement de ces unités.

De même, le gestionnaire du réseau indique que **ces montants pourront aussi être revus à la hausse en fonction des décisions qui seront prises lors de la définition du Schéma Territoriale d'Aménagement et d'Urbanisation (STAU)** dans les mois à venir. Il a notamment été mentionné plusieurs hypothèses d'urbanisations comme deux projets de lotissements à Savoyard ou l'hypothèse de l'urbanisation de l'Anse du Gouvernement à Langlade. Ces hypothèses seraient susceptibles d'avoir comme conséquences, pour le gestionnaire des réseaux de distribution électrique dans le cadre de sa mission de service public, d'accroître fortement les besoins en financements afin d'étendre et de renforcer son réseau jusqu'à ces points (sans même évoquer, comme cela pourrait être le cas, le besoin en unités de production électrique dans le cas où l'Anse du Gouvernement serait amenée à être urbanisée).

À ceci s'ajoute le fait que la présente PPE retient la nécessité très forte d'une étude sur les habitudes de consommations en électricité des miquelonnais, ceci pour deux raisons :

12 Étude des habitudes des consommations des miquelonnais estimée à 30000 €

13 Pour le programme spécial, les aides sont attribuées au cas par cas en fonction des projets portés par les AODE (ici, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon) faisant l'objet de dossiers de demandes de subventions. Ces dossiers sont examinés par le comité restreint du conseil à l'électrification rurale qui rend un avis.

- Ajuster les modes de consommations en électricité à Miquelon, afin de diminuer les consommations en période de pointe, fortement consommatrices en hydrocarbures et accroissant fortement les coûts de production de l'électricité et ainsi lisser la production
- Diminuer la capacité de stockage adossé à la production d'électricité d'origine éolienne nécessaire à l'atteinte de 50 % de consommations électriques d'origine renouvelables en 2023. En effet, en l'état actuel des technologies, les coûts de stockage sont particulièrement importants. L'objectif est de diminuer de 50 % la capacité de stockage nécessaire à l'atteinte de l'objectif de 50 % de consommations d'EnR, évaluée, en l'état, à 6 MW.

- Subventions « exceptionnelles » du FACÉ pour changement de tension

Les travaux de changements de tension ont été engagés dès 1986 mais furent stoppés en 2008. La collectivité Territoriale et EDF ont soulevé le besoin de finaliser l'opération de changement de tension à Saint-Pierre et Miquelon afin de permettre une bonne conduite du réseau basse tension (BT) ; ces travaux concernent 748 clients d'EDF.

La convention entre la CT-le FACE et EDF dans le cadre du changement de tension établie un coût prévisionnel sur 4 ans (2015 à 2018) réparti comme suit pour 1 870 000€ :50% EDF / Etat 40%/ CT 10%

Campagne	Montants
2015	465000,00 €
2016	450000,00 €
2017	465000,00 €
2018	490000,00 €
Total	1870000,00 €

- Subventions ADEME relatives aux investissements dans la récupération de chaleur et la construction du réseau de chaleur :

L'ADEME subventionne EDF-SEI pour la récupération de chaleur sur les groupes 6 groupes diesel de la nouvelle centrale thermique de Saint-Pierre, à hauteur de 2 000 000 €.

De même, l'ADEME subventionne la collectivité territoriale, à travers la Société Publique Locale Archipel Développement, pour la construction du réseau de chaleur, à hauteur de 4 600 000 €.

- Étude interconnexion des réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon

L'étude sur l'interconnexion des réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon 2019-2020 est évaluée, en l'état, à 100 000€.

### **III Emplois et formations**

La mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour Saint-Pierre et Miquelon sur la période 2019/2023 permettra principalement de maintenir des emplois locaux et de maintenir les structures existantes, principalement dans le secteur du BTP à travers les chantiers de rénovations énergétiques des bâtiments résidentiels et tertiaires.

Les perspectives de création d'emplois directes sont difficiles à appréhender.

En première approche, il a été retenu une hypothèse sectorielle basée sur des ratios nationaux en termes de nombre d'emplois par M€ investis (environ 15 ETP/M € investis).

Sur la période 2019-2023, il est ainsi estimé la pérennité de plus de 15 ETP.

#### **III.1 Emplois liés aux investissements**

##### **III.1.1 Secteur du bâtiment**

L'investissement annuel prévu dans l'accord cadre signé par EDF et la Collectivité Territoriale, pour la rénovation énergétique des logements ainsi que le remplacement des chaudières, permettrait, sur la base des ratios nationaux, de pérenniser environ 15 emplois sur l'archipel sur la période 2019/2023<sup>14</sup>.

La mise en œuvre et la réussite du scénario MDE renforcée de la PPE implique nécessairement de poursuivre et d'accélérer la montée en compétence de l'ensemble des professionnels concernés. Les dispositifs existants devront être ainsi renforcés, notamment grâce à l'action engagée par la Collectivité Territoriale d'implanter un plateau de formation « parois opaques » et « ventilation » à destination des professionnels du bâtiment sur l'archipel.

##### **III.1.2 Secteur production d'énergie**

Comme détaillé précédemment, les investissements supplémentaires en équipements pour les infrastructures énergétiques dont les systèmes de production d'énergies renouvelables sont de l'ordre de 19 M € sur la période de la PPE. Il est estimé en première approche que 20 % de ces investissements pourront bénéficier, de manière directe, aux entreprises locales soit un marché de l'ordre de 3,8 millions d'euros. Sur la base du dossier économique 145 de la fédération nationale du BTP, cela représente une création de :

- 24 ETP directs permanents,
- 3 ETP directs intérimaires,
- 10 ETP indirects,

Soit un total de 37 ETP.

À la vue des objectifs d'autonomie énergétique du territoire inscrit dans la LTECV du 17 août 2015 à horizon 2030, la totalité de ces emplois devrait être amenée à perdurer au-delà de 2023 afin d'assurer la construction des équipements énergétiques nécessaires à l'atteinte des objectifs régionaux. Il est opportun d'envisager que les créations d'emplois, directs ou indirects, puissent donc encore augmenter à horizon 2023.

#### **III.2 Emplois nouveaux liés à l'exploitation des équipements**

- Éolien

Cette filière concerne peu d'emplois en dehors des phases de construction. Il est estimé la création de 3 emplois d'ici la mise en service des parcs éoliens de Saint-Pierre et de Miquelon lié à la maintenance des infrastructures.

---

<sup>14</sup> ratio de 15 ETP par million d'euros investis - source Negawatt/Cired 2011

- Petite centrale hydroélectrique

Cette filière, en dehors des phases de construction, ne devrait pas créer d'emplois.

- Réseau de chaleur

En dehors des phases de construction, il est estimé la création de 2 postes d'agents technico-administratifs pour la facturation et le suivi de l'exploitation du réseau de chaleur.

### III.3 Formation

Saint-Pierre et Miquelon dispose d'un seul établissement public de formation répondant partiellement aux nécessités de la PPE avec 4 formations.

Il s'agit du lycée professionnel Émile Letournel. Les formations proposées sont :

- *CAP Maintenance de Bâtiments de Collectivités*
- *Bac professionnel Systèmes Électroniques Numériques*
- *Bac professionnel Maintenance des Véhicules*
- *Bac professionnel Métiers de l'Électricité et de ses Environnements Connectés*

L'Agence de Formation Continue (AFC) est aussi présente sur l'Archipel. Celle-ci propose des formations techniques en tant que de besoins, avec un minimum de 6 personnes à former. Adaptée à la taille de l'archipel, active et en recherche perpétuelle d'adéquation entre les besoins en formations de la population et la réalité professionnelle, l'AFC est à même de pouvoir mobiliser son réseau de formateurs afin de monter des formations spécifiques.

Sur initiative de la Collectivité Territoriale, un marché de prestations de services, concernant la mise en place de deux formations spécifiques destinées aux professionnels du bâtiment (type ®Praxibat) comportant un plateau « paroi opaques » et un plateau « ventilation », en totale adéquation avec la volonté et la priorité d'action identifiée dans la PPE et le schéma de développement stratégique de la collectivité territoriale sur le volet MDE et en particulier l'isolation des bâtiments résidentiels et tertiaires, est en cours de passation.

Il est à noter que, comme mentionné au paragraphe III.4.1 de la PPE, les collectivités locales alertent sur le manque de chauffagistes compétents sur le territoire. Des formations spécifiques sur le réglage des appareils de chauffage notamment sont donc nécessaires, de même que la présence d'au moins un chauffagiste permanent sur Miquelon.

## IV. Précarité énergétique

### ➤ TPN

Le dispositif « Tarif de Première Nécessité » (TPN) est une mission de service public assignée aux fournisseurs d'électricité, qui consiste à appliquer une tarification spéciale aux personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité, respectant des critères d'éligibilité (bénéficiaires de la couverture maladie universelle complémentaire, personnes éligibles à l'aide à la complémentaire santé, foyers dont le revenu fiscal de référence ne dépasse pas 2 420,78€ dans les territoires d'outre-mer).

Le TPN prend la forme d'une réduction par rapport aux tarifs réglementés de vente d'électricité sans effacement ni horosaisonnalité applicables aux clients non éligibles ayant souscrit la même puissance, dans la limite de 9 kVA. La réduction s'applique sur l'abonnement et sur le prix de l'énergie, dans la limite d'un plafond de consommation fixé à 100 kWh par mois.

Le TPN n'avait pas été appliqué sur l'archipel jusqu'en 2015. Cette année-là, l'organisme d'état a envoyé 3 formulaires aux personnes identifiées comme assujetties au TPN. Aucun dossier n'a abouti pour diverses raisons (absence de réponses, informations erronées, etc.).

### ➤ Chèque énergie

Le TPN sera remplacé au 31 décembre 2017 par le chèque énergie. Celui-ci constitue une aide nominative au paiement des factures d'énergies du logement auprès des fournisseurs d'électricité, de gaz, de chaleur ou autres combustibles de chauffages. De même, certaines dépenses liées aux travaux réalisés pour limiter la consommation énergétique des logements peuvent être payées à travers ce dispositif. Attribué sous conditions de ressources et envoyé directement au domicile du bénéficiaire une fois par an, ce dispositif sera octroyé de manière automatique, sans démarche préalable. Son montant varie entre 48 et 227 €.

Ci-dessous, une estimation du montant global du chèque énergie octroyé aux habitants de l'archipel (sur la base de 3918 foyers fiscaux en 2015). Ce montant est donc susceptible d'être réévalué en fonction de l'évolution du nombre de ménages sur le territoire de Saint-Pierre et Miquelon à l'horizon 2018 ainsi que suite aux dernières annonces du ministre de la transition écologique et solidaire.

Seuil	Valeur	Nombre de foyers	Montant
Seuil 1	144 €	195	28 080 €
	190 €	63	11 970 €
	227 €	13	2 951 €
Total		271	43 001 €
Seuil 2	96 €	58	5 568 €
	126 €	13	1 638 €
	152 €	4	608 €
Total		75	7 814 €
Seuil 3	48 €	95	4 560 €
	63 €	28	1 764 €
	76 €	3	228 €
Total		126	6 552 €
Total global		472	57 367 €

Si les barèmes de 2018 étaient appliqués à Saint-Pierre et Miquelon, 12 % des foyers fiscaux auraient droit au chèque énergie. Ce dispositif est complété par des aides de la Collectivité Territoriale et EDF pour l'isolation thermique des bâtiments (vu au chapitre III.4.1).

### ➤ Aide au chauffage



## **ENIM**

L'Établissement National des Invalides de la Marine (E.N.I.M.) octroi, en fonction du revenu fiscal et de la composition du foyer, une aide au chauffage sous forme d'une allocation forfaitaire versée une fois par an. Concernant Saint-Pierre et Miquelon, l'ENIM a accordé pour la saison 2015-2016, 1945 € d'aide au chauffage à 9 personnes. Cette aide peut aller de 155 à 387 € (au 31 décembre 2016).

## **CPS**

Les personnes âgées de plus de 60 ans, résidant à Saint-Pierre et Miquelon et ayant la charge effective du chauffage de leur habitation peuvent bénéficier, sous conditions de ressources, d'une aide financière versée par le service d'action sociale de la Caisse de Prévoyance Sociale (CPS). Cette aide peut aller de 99 à 810 € par an selon les cas. À titre d'informations, pour l'hiver 2015-2016, 163 dossiers d'aides ont été traités pour un montant global de 59 673 € sur Saint-Pierre et 15 805 € sur Miquelon.

À ceci s'ajoute le fait que le service de l'action sociale de la CPS octroi de la même manière, un complément à l'aide au chauffage versé par l'Établissement National des Invalides de la Marine. Ce complément est de 9 973 € pour la saison 2015-2016. Le montant total des aides versées par le service d'action sociale de la CPS est donc de 85 451 € en 2015/2016.