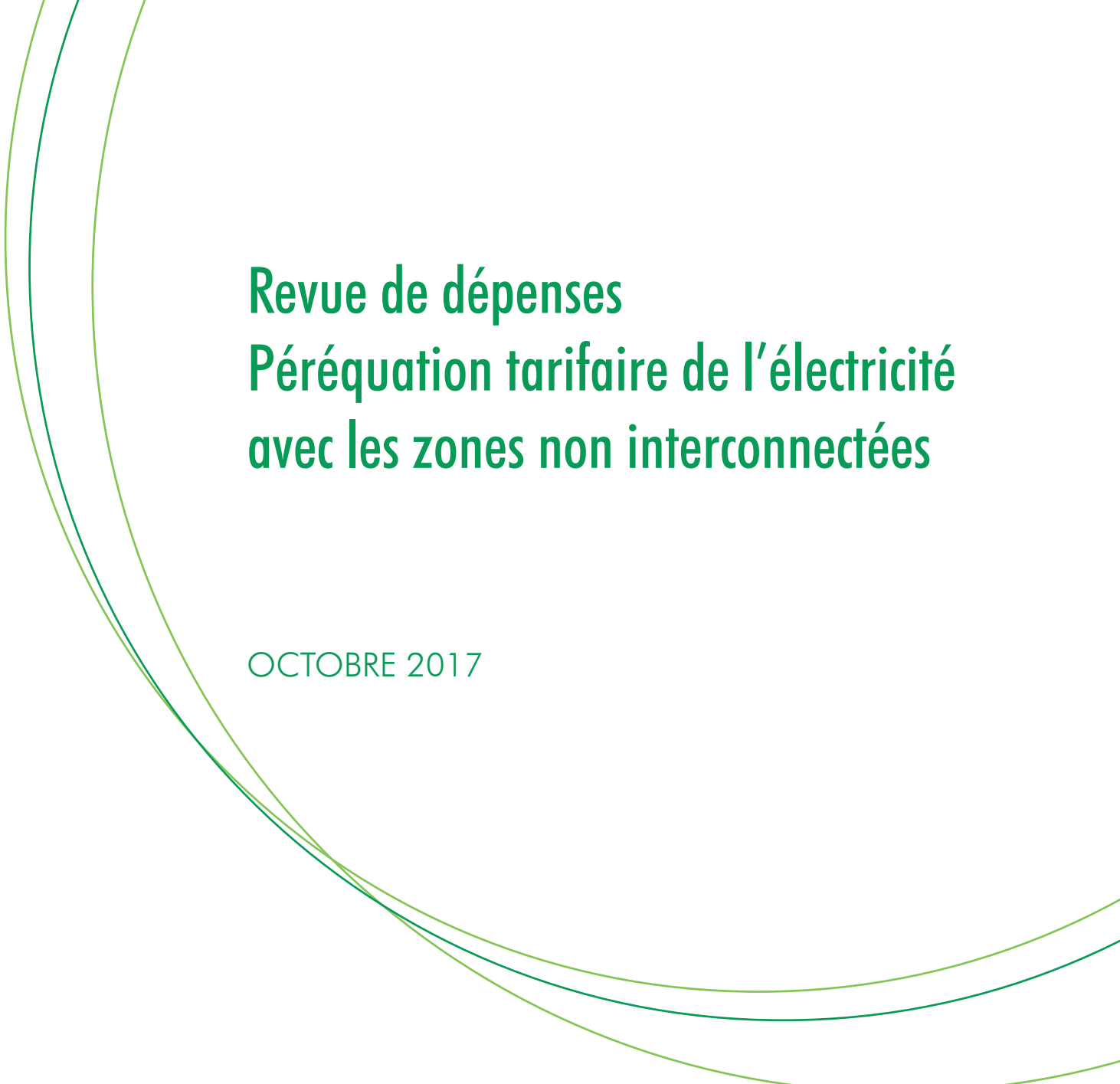




Revue de dépenses Péréquation tarifaire de l'électricité avec les zones non interconnectées

OCTOBRE 2017

Olivier **LE GALL**
Charlotte **BARATIN**

Jean-Philippe **DURANTHON**
Maxime **GERARDIN**

Gilles **BELLEC**

IGF

INSPECTION GÉNÉRALE DES FINANCES



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES



Inspection générale
des finances

N° 2017-M-015

Conseil général de
l'environnement et du
développement durable

N° 010974-01

Conseil général de l'économie

N° 2017 / 04 / CGE / SG

RAPPORT

REVUE DE DÉPENSES PÉRÉQUATION TARIFAIRE DE L'ÉLECTRICITÉ AVEC LES ZONES NON INTERCONNECTÉES

Établi par

Olivier LE GALL
Inspecteur général
des finances

Jean-Philippe DURANTHON
Inspecteur général de l'administration
du développement durable

Gilles BELLEC
Ingénieur général des mines

Charlotte BARATIN
Inspectrice des finances

Maxime GERARDIN
Ingénieur des ponts,
des eaux et des forêts

Avec le concours de
Julian MICHELET
Assistant de mission

- OCTOBRE 2017 -

SYNTHÈSE

Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), à savoir les territoires et collectivités d'outre-mer (hors Nouvelle-Calédonie et Polynésie française qui ont compétence en matière d'énergie), les îles bretonnes du Ponant et Chausey, ainsi que la Corse, sont des « petits réseaux isolés » au sens de la directive européenne n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009.

La petite taille de ces réseaux et le caractère principalement insulaire des territoires concernés créent de fortes contraintes en termes de fourniture et de gestion du réseau électrique, de mix énergétique, d'approvisionnement et de services en général, qui génèrent des coûts élevés de production d'électricité. Le coût de production moyen est ainsi de 225 €/MWh en 2013, contre environ 55 €/MWh en métropole, avec de fortes variations selon les territoires. Ces contraintes ont justifié :

- ◆ l'application à ces territoires du principe national de péréquation tarifaire, qui garantit aux consommateurs, au titre du service public de l'énergie, un approvisionnement en électricité à des tarifs réglementés de vente dans les mêmes conditions économiques qu'en métropole ;
- ◆ l'instauration d'un cadre juridique dérogatoire pour l'organisation des systèmes électriques, qui peuvent se soustraire à l'obligation européenne de séparation entre les activités de production, de gestion de réseau de transport et de distribution et de fourniture d'électricité. En conséquence, dans les ZNI, seule la production est ouverte à la concurrence. Les opérateurs historiques sont gestionnaires de réseau, acheteurs et distributeurs uniques ; ils demeurent en outre les principaux producteurs d'électricité ;
- ◆ l'exercice de compétences particulières par les collectivités territoriales, qui fixent notamment avec l'État les programmations pluriannuelles de l'énergie, lesquelles déterminent les moyens de production à financer dans chaque territoire ;
- ◆ l'établissement de dispositifs spécifiques de soutien à l'investissement dans les moyens de production d'électricité ;
- ◆ la fixation d'objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables dans le mix électrique (40 % en Corse, 55 % à 70 % en Martinique, à La Réunion et en Guadeloupe, 80 % en Guyane à horizon 2023 d'après les documents de programmation pluriannuelle de l'énergie, pour des niveaux encore très variables à la date de la mission, de 54,8 % en Guyane à 5,3 % à Mayotte). La loi de transition énergétique du 17 août 2015 a en outre fixé un objectif d'autonomie énergétique aux départements d'outre-mer en 2030, avec une étape à 50 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020.

Les coûts de production et d'achat d'électricité supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité non couverts par les recettes tarifaires en raison de la péréquation nationale des tarifs font l'objet d'une compensation intégrale. Les dépenses correspondantes, intégrées au budget de l'État depuis la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015, sont regroupées en deux enveloppes :

- ◆ l'action 1 « solidarité avec les zones non interconnectées au réseau métropolitain » du programme 345 « service public de l'énergie » de la mission « écologie, développement et mobilité durables », qui finance les coûts de production des opérateurs historiques et l'achat d'électricité dans le cadre de contrats de gré à gré et qui a été dotée de 1,380 Md€ en autorisation d'engagement et en crédits de paiement en loi de finances pour 2017 ;

Rapport

- ♦ le compte d'affectation spéciale « transition énergétique », qui finance les dépenses destinées à financer la production d'électricité issue d'énergies renouvelables faisant l'objet de contrats d'achat dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat, dont le montant prévisionnel pour 2017 est de 298 M€.

L'ensemble de ces dépenses représente environ un quart des charges de service public de l'énergie, part qui a diminué depuis 2005 malgré leur augmentation en valeur absolue (elles en représentaient alors 40 %), du fait de l'augmentation plus importante encore des coûts de production en métropole. Les coûts du système électrique en ZNI sont en forte hausse depuis le milieu des années 2000 (+ 121 % entre 2006 et 2015), hausse qui n'est corrélée directement ni à l'évolution démographique, ni à celle de la consommation. Cette hausse n'est pas couverte par une augmentation parallèle des tarifs, ce qui conduit à une augmentation massive des charges de service public : elles ont doublé entre 2005 et 2011 et plus que triplé de 2005 à 2015, tandis que la part de ces charges correspondant au périmètre financé depuis 2015 par le budget général a quasiment triplé sur la période.

De la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique résultent en effet un mix énergétique en transition et une hybridation croissante des systèmes électriques, qui nécessitent d'importants investissements sur les réseaux pour garantir leur stabilité et leur sécurité. Les dépenses d'investissement dans les moyens de production issue des énergies renouvelables s'ajoutent aux coûts des moyens de production thermique historiques, dont le fonctionnement est lui-même plus onéreux, car leur usage, du fait des surcapacités installées, n'est plus optimisé. Les progrès technologiques devraient toutefois conduire à une évolution rapide des solutions et de leurs coûts. À terme, la logique de cette évolution conduit à un système où la fourniture d'électricité est assurée par des moyens de production renouvelables associés à des dispositifs de stockage, à des coûts largement inférieurs à leurs coûts actuels, et où les moyens de production thermique, associés eux-aussi à des dispositifs de stockage, ne sont utilisés qu'en secours, comme producteurs en dernier ressort, avec une rémunération adaptée. Les évolutions de moyen long terme sont donc fortement dépendantes de la capacité des systèmes à s'adapter à l'évolution des technologies et des modèles économiques, en transition rapide dans le secteur.

En attendant, le tendanciel, rigide du fait de l'intensité capitalistique du secteur et du cadre de régulation, se poursuivra à moyen terme et pèsera principalement sur le budget général. D'après la Commission de régulation de l'énergie (CRE), près de 75 % des charges de la décennie à venir sont liées à des installations existantes ou à des décisions d'investissement déjà prises. Il ressort des investigations de la mission que cette hausse non maîtrisée des coûts résulte de deux facteurs structurants principaux.

En premier lieu, les choix de politique énergétique, coûteux, n'ont pas été soumis à une évaluation économique d'ensemble au regard des coûts qu'ils engendrent pour les charges de service public et des alternatives techniques existantes pour répondre aux objectifs fixés. Le rythme de montée en charge des énergies renouvelables dans le mix énergétique des différents territoires, notamment, paraît peu adapté aux équipements existants et au caractère fortement évolutif des technologies et des modèles économiques.

L'objectif d'autonomie énergétique fixé à horizon 2030 pour les départements d'outre-mer et à horizon 2050 pour la Corse et le territoire des îles Wallis-et-Futuna n'a fait l'objet d'aucune étude de faisabilité – alors qu'elle dépend fortement des capacités à développer une production locale à partir de sources d'énergie stables et pilotables, capacités elles-mêmes fortement dépendantes des spécificités géographiques locales - ni d'étude d'impact économique permettant *a minima* de garantir la soutenabilité de cette trajectoire à moyen terme. Les investissements prévus dans les programmations pluriannuelles de l'énergie, dont les montants prévisionnels sont élevés, n'ont donné lieu qu'à des évaluations financières peu précises et leur impact sur les coûts complets des systèmes électriques (coûts d'investissement dans les réseaux et les services systèmes, coûts échoués liés à une moindre utilisation des centrales thermiques existantes, etc.) et sur l'économie des charges de service public n'a pas été étudié. Enfin, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé fixé pour les installations de production électrique dans les ZNI (hors îles bretonnes et Chausey) a été fixé à 11 % par arrêté ministériel en 2006 et n'évolue pas en fonction des conditions d'investissement.

En second lieu, l'éclatement des responsabilités entre décideurs publics conduit à un faible pilotage économique de la transition des systèmes électriques des ZNI par l'État. Programmation et responsabilité budgétaires sont en effet largement dissociées, notamment du fait des compétences particulières des collectivités. Les moyens de pilotage font défaut, en raison des conditions de régulation du secteur, fondées sur des relations contractuelles non modulables de longue durée, ainsi que du manque de compétences et de moyens de la Commission de régulation de l'énergie pour assurer une véritable expertise technico-financière et s'imposer face aux opérateurs historiques. Enfin, le fait que le gestionnaire de réseau exerce aussi une fonction de producteur conduit à une confusion des rôles dommageable pour la légitimité de son expertise et la confiance des différents acteurs.

Sauf à remettre en question les contrats existants, ce qui serait juridiquement et financièrement hasardeux, les économies réalisables sur le tendanciel à court moyen terme sont restreintes. La clarification nécessaire du périmètre de la péréquation tarifaire, qui doit aller de pair avec l'exercice par l'État de la compétence en matière d'énergie, pourrait permettre de générer des économies dans le cas où les territoires concernés feraient le choix d'exercer leur compétence énergie (Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, qui bénéficient de la péréquation tarifaire sans base juridique claire, génèrent des charges de service public d'environ 78 M€ annuels)¹. Les économies sont principalement à rechercher dans une revue des investissements prévus à la date de la mission, au regard de leurs coûts par rapport aux objectifs de politique énergétique et des alternatives techniques existantes pour répondre à ces objectifs. D'autres économies, plus modestes, peuvent être réalisées par :

- ◆ une révision du taux de rémunération des capitaux investis, dont la fixation et la révision périodique pourraient être confiées à la CRE, dans un cadre qui devrait tenir compte de l'évolution des taux de refinancement et des conditions locales d'investissement ;
- ◆ un investissement accru dans l'efficacité énergétique et le pilotage de la demande par les tarifs dont la structure doit être adaptée à cet effet ;
- ◆ une adaptation de la nouvelle règle de priorité d'appel des moyens de production, compte tenu du coût encore élevé de certaines filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle favorise.

¹ Cette clarification juridique nécessaire et ses éventuelles conséquences financières doivent être considérées indépendamment du soutien logistique et financier apporté à ces deux îles après le passage du cyclone Irma en septembre 2017.

Rapport

Parallèlement, il est indispensable de s'assurer une meilleure maîtrise des coûts, *a minima* par une meilleure connaissance des coûts de production dans les ZNI. Cela implique de procéder à un vaste audit des coûts par centrale et par groupe de production et permettrait d'envisager l'instauration, dans le cadre de régulation, de dispositifs incitatifs à la maîtrise des charges. Si la responsabilité de la politique énergétique relève de la responsabilité de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), l'expertise technico-financière de la CRE relative aux ZNI doit être renforcée, de façon à lui permettre de produire des évaluations et contre-expertises des différents choix d'investissements envisagés, d'établir des options et des scénarios alternatifs et de fournir des scénarios prospectifs en termes de mix énergétique en fonction des objectifs de politique énergétique, des contraintes économiques et financières et des dernières évolutions technologiques. De telles données permettraient d'envisager de plafonner le financement par l'État des investissements au coût de la solution économiquement optimale permettant de répondre aux objectifs de politique énergétique, compte tenu de l'évaluation économique d'ensemble de la programmation, à charge pour les collectivités territoriales ou pour les producteurs de mobiliser les instruments de financement européens et internationaux.

À plus long terme, compte tenu des montants financiers en jeu, il apparaît impératif à la mission que l'État se donne les moyens d'un pilotage fort des dépenses liées à la péréquation tarifaire de l'électricité avec les ZNI, et singulièrement des choix de programmation, de façon à assurer la transition énergétique à moindres coûts. Les perspectives offertes par un accroissement de la concurrence sont faibles du fait de l'étroitesse des marchés et du nombre d'installations existantes. Reprendre la maîtrise économique du système électrique de ces territoires implique passe donc par une clarification des rôles et des responsabilités des différents acteurs, notamment de ceux du gestionnaire de réseau, qui devraient être exclusifs de toute fonction de production, et par une évaluation économique rigoureuse des décisions d'investissement dans le cadre d'une trajectoire de transition énergétique maîtrisée.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
1. LES ZONES NON INTERCONNECTEES AU RESEAU METROPOLITAIN CONTINENTAL SE CARACTERISENT PAR DES SYSTEMES ELECTRIQUES SOUS CONTRAINTE, EN TRANSITION, DONT LES COUTS SONT FINANCES PAR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE	3
1.1. Le secteur électrique des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental est soumis à de fortes contraintes, qui justifient un cadre juridique dérogatoire	3
1.1.1. <i>Les « petits réseaux isolés » présentent de fortes contraintes.....</i>	<i>3</i>
1.1.2. <i>Le secteur électrique des zones non interconnectées bénéficie d'un cadre juridique dérogatoire.....</i>	<i>7</i>
1.2. L'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées dans les mêmes conditions économiques qu'en métropole génère des coûts financés par le budget de l'État au titre de la solidarité avec ces territoires.....	10
1.2.1. <i>Le service public de l'énergie garantit aux consommateurs des zones non interconnectées un approvisionnement en électricité dans les mêmes conditions économiques qu'en métropole.....</i>	<i>10</i>
1.2.2. <i>Les coûts supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité non couverts par des recettes tarifaires font l'objet d'une compensation intégrale au titre des charges de solidarité avec les zones non interconnectées, financée par le budget de l'État.....</i>	<i>12</i>
1.3. De la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique résultent un mix énergétique en transition et l'hybridation croissante des systèmes électriques.....	13
1.3.1. <i>Les objectifs fixés pour la transition énergétique des zones non interconnectées sont très élevés.....</i>	<i>13</i>
1.3.2. <i>La montée en charge des énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux électriques implique d'utiliser les technologies les plus avancées et pose des problèmes spécifiques d'équilibre des systèmes.....</i>	<i>15</i>
1.3.3. <i>La transition énergétique s'accompagne d'objectifs élevés en matière d'action de maîtrise de l'électricité</i>	<i>18</i>
2. LES CHARGES DE SOLIDARITE AVEC LES ZONES NON INTERCONNECTEES SONT EN FORTE HAUSSE TENDANCIELLE A COURT ET MOYEN TERMES, DU FAIT DE CHOIX DE POLITIQUE ENERGETIQUE COUTEUX ET D'UN FAIBLE PILOTAGE DE L'ECONOMIE DES SYSTEMES ELECTRIQUES CONCERNES.....	19
2.1. Les charges de solidarité avec les zones non interconnectées sont en forte hausse tendancielle à court et moyen termes.....	19
2.1.1. <i>Le coût des systèmes électriques des zones non interconnectées est très élevé</i>	<i>19</i>
2.1.2. <i>Le coût de production d'électricité est en forte hausse tendancielle et n'est pas couvert par une évolution parallèle des tarifs de l'électricité, générant une augmentation substantielle des charges de service public</i>	<i>23</i>

2.1.3.	<i>L'ensemble des prévisions disponibles montrent que la hausse des coûts des systèmes électriques se poursuivra à moyen terme et pèsera principalement sur le budget général.....</i>	<i>27</i>
2.2.	<i>La hausse des coûts résulte de choix de politique énergétique coûteux qui n'ont pas été soumis à une évaluation de leur pertinence économique au regard des alternatives existantes</i>	<i>30</i>
2.2.1.	<i>Les objectifs de politique énergétique semblent fixés en dehors de toute considération économique</i>	<i>30</i>
2.2.2.	<i>Les investissements prévus à la date de la mission sont coûteux et n'ont pas été soumis à une évaluation de leur pertinence économique au regard des alternatives existantes</i>	<i>32</i>
2.2.3.	<i>Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé fixé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées est élevé et indépendant des conditions d'investissement.....</i>	<i>33</i>
2.3.	<i>L'éclatement des responsabilités entre décideurs publics conduit à un faible pilotage par l'État de l'économie en transition des systèmes électriques des zones non interconnectées.....</i>	<i>35</i>
2.3.1.	<i>Programmation et responsabilité budgétaire sont dissociées, notamment du fait des compétences particulières des collectivités.....</i>	<i>35</i>
2.3.2.	<i>Les moyens de pilotage font défaut, en raison des contraintes de régulation du secteur, du manque de moyens de la Commission de régulation de l'énergie et d'une relation peu maîtrisée avec les producteurs</i>	<i>38</i>
2.3.3.	<i>La fonction de producteur exercée par le gestionnaire de réseau conduit à une confusion des rôles dommageable pour la légitimité de son expertise et la confiance des différents acteurs</i>	<i>39</i>
3.	RECOMMANDATIONS DE LA MISSION.....	41
3.1.	<i>À organisation constante, les marges de manœuvre financières à court et moyen termes, limitées, sont à rechercher principalement dans des mesures de périmètre et un réexamen des décisions d'investissement.....</i>	<i>41</i>
3.1.1.	<i>Le périmètre de la péréquation tarifaire doit être clarifié</i>	<i>41</i>
3.1.2.	<i>Les investissements prévus devraient être systématiquement revus au regard de leurs coûts par rapport aux objectifs de politique énergétique et des alternatives existantes</i>	<i>43</i>
3.1.3.	<i>D'autres économies sont à rechercher dans une révision du taux de rémunération des capitaux investis, un investissement accru dans l'efficacité énergétique et le pilotage de la demande et une adaptation de la règle de priorité d'appel.....</i>	<i>44</i>
3.1.4.	<i>Une meilleure maîtrise des coûts des systèmes électriques devrait être assurée grâce à une meilleure connaissance des coûts de production et à un renforcement de l'expertise technico-financière de la Commission de régulation de l'énergie</i>	<i>50</i>
3.2.	<i>Dans une perspective plus ambitieuse, reprendre la maîtrise économique des systèmes électriques des zones non interconnectées impose de revoir l'organisation et le mode de pilotage de ces systèmes</i>	<i>52</i>
3.2.1.	<i>Les perspectives d'accroissement de la concurrence dans les zones non interconnectées sont très restreintes.....</i>	<i>52</i>
3.2.2.	<i>Les dispositifs de compensation au titre des obligations de service public dans les zones non interconnectées doivent être conditionnés à une évaluation économique.....</i>	<i>52</i>

3.2.3. <i>La fonction de gestionnaire de réseau et d'opérateur de système dans les zones non interconnectées devrait être exclusive de toute fonction de production.....</i>	54
--	----

CONCLUSION.....	56
------------------------	-----------

INTRODUCTION

Par lettre en date du 25 janvier 2017, la ministre chargée de l'environnement de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, le ministre chargé de l'économie et des finances, le secrétaire d'État chargé du budget et des comptes publics et la ministre chargée des outre-mer ont confié à l'Inspection générale des finances (IGF), au Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGE) et au Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) une revue des dépenses du budget général permettant de couvrir les charges de péréquation tarifaire d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain.

Ces zones, à savoir les territoires et collectivités d'outre-mer (hors Nouvelle-Calédonie et Polynésie française qui ont compétence en matière d'énergie), les îles bretonnes du Ponant et Chausey, ainsi que la Corse, se caractérisent par de fortes contraintes de production d'électricité, générant des coûts élevés, qui justifient une organisation spécifique du secteur électrique, un soutien à l'investissement et des objectifs ambitieux en matière de montée en charge des énergies renouvelables.

Les dépenses correspondant aux charges de péréquation tarifaire sont regroupées dans l'action 1 « *solidarité avec les zones non interconnectées au réseau métropolitain* » du programme 345 « *service public de l'énergie* » de la mission « *écologie, développement et mobilité durables* », qui a été dotée de 1,380 Md€ en autorisation d'engagement et en crédits de paiement en loi de finances pour 2017. Elles sont étroitement liées aux dépenses destinées à financer la production d'électricité issue d'énergies renouvelables faisant l'objet de contrats d'achat dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat, qui sont financées sur le compte d'affectation spéciale « *transition énergétique* », dont le montant prévisionnel pour 2017 est de 298 M€. L'ensemble de ces dépenses représente environ un quart des charges de service public de l'énergie, part qui a diminué depuis 2005 malgré leur augmentation en valeur absolue (elles en représentaient alors 40 %), du fait de l'augmentation plus importante encore des coûts de production en métropole.

La mission était invitée à faire des propositions visant à améliorer l'efficacité de cette dépense publique sans remettre en question l'égalité tarifaire avec les zones non interconnectées, les principes de construction des tarifs ni les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés pour ces territoires dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte. Ce sont de fortes limites, dans la mesure où :

- ◆ les principes de fonctionnement du dispositif ont un effet inflationniste sur la dépense, tant la péréquation tarifaire elle-même que des décisions réglementaires comme la priorité d'appel donnée aux énergies renouvelables dans les territoires concernés ;
- ◆ les objectifs fixés à la mission sont de court terme, alors que certaines évolutions, singulièrement la montée en charge des énergies renouvelables, auront des conséquences fortes sur la dynamique financière dès le moyen terme ;
- ◆ une approche à moyen terme sera de toute façon indispensable compte tenu de la très probable remise en cause des tarifs réglementés, en raison des évolutions du droit européen², voire à plus courte échéance, suite à l'arrêt attendu du Conseil d'État relatif aux tarifs réglementés du gaz pour les particuliers.

² La Commission européenne a présenté le 30 novembre 2014 son quatrième « paquet énergie », qui met en place le cadre d'action pour l'énergie et le climat à horizon 2030 adopté par le Conseil européen en 2014. La

Rapport

Dans ce cadre restrictif et sous ces réserves, ce rapport vise à :

- ◆ éclairer le plus précisément possible le tendancier financier, en fonction des objectifs fixés, des charges financées sur le budget général et ses différents déterminants ;
- ◆ étudier la structure des coûts des fournisseurs d'électricité pour mettre en évidence les leviers d'action et d'éventuelles marges de manœuvre financières à court et moyen termes ;
- ◆ examiner les modes de régulation mis en œuvre par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et, le cas échéant, formuler des propositions visant à donner un caractère plus incitatif aux modes de régulation retenus en fonction des différents objectifs poursuivis ;
- ◆ plus généralement, rechercher les marges de manœuvre en termes de maîtrise économique de l'évolution du système électrique des zones non interconnectées.

Il est accompagné de quatre annexes thématiques portant respectivement sur :

- ◆ le secteur électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ;
- ◆ l'économie des charges de service public générées par ces territoires ;
- ◆ l'exercice par la Commission de régulation de l'énergie de sa mission en matière d'électricité dans ces zones ;
- ◆ le résultat d'une étude de benchmark menée avec l'appui des services économiques du Trésor dans diverses zones insulaires.

1. Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental se caractérisent par des systèmes électriques sous contrainte, en transition, dont les coûts sont financés par les charges de service public de l'énergie

1.1. Le secteur électrique des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental est soumis à de fortes contraintes, qui justifient un cadre juridique dérogatoire

1.1.1. Les « petits réseaux isolés » présentent de fortes contraintes

1.1.1.1. La notion de zone non interconnectée au réseau électrique métropolitain transpose en droit français la notion juridique de « petit réseau isolé »

La notion de « zone non interconnectée au réseau électrique métropolitain continental » (ZNI)³ transpose en droit français la notion européenne de « petit réseau isolé », qui désigne *« tout réseau qui a une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996 et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle »*, voire de « micro réseau isolé », soit *« tout réseau qui a eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996, et qui n'est pas connecté à d'autres réseaux »*⁴.

Relèvent de cette catégorie en France⁵ :

- ◆ en outre-mer : la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna ;
- ◆ les îles bretonnes du Ponant (Ouessant, Molène et Sein) ainsi que l'archipel de Chausey, qui constituent des « micro réseaux isolés » ;
- ◆ la Corse⁶.

En outre-mer, la Nouvelle-Calédonie et la Polynésie française, collectivités régies par l'article 74 de la Constitution et qui ont une compétence propre en matière d'énergie, n'entrent pas dans le champ.

³ La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité utilise la notion pour la première fois sans la définir ni énumérer les territoires concernés.

⁴ Directive européenne n° 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, article 2.

⁵ Voir la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017.

⁶ La Corse est néanmoins interconnectée au continent italien et à la Sardaigne pour 31,1 % de sa consommation d'électricité. La France a demandé à la Commission européenne le 27 juillet 2004 que la Corse soit considérée comme un « petit réseau isolé » au sens de la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003, mais cette demeure sans réponse à la date de la mission. M^{me} Michèle Rivasi, députée européenne, a demandé en février 2010 à la Commission si le statut de ZNI de la Corse était conforme au droit communautaire. Une demande d'information a été adressée aux autorités françaises le 20 mai 2010, à laquelle une réponse a été apportée par la direction de l'énergie et du climat le 27 décembre 2010. Aucune suite n'a été donnée à ces démarches à la date de la mission.

1.1.1.2. Les « petits réseaux isolés » présentent de fortes contraintes

La petite taille de ces réseaux et le caractère principalement insulaire de ces territoires créent de fortes contraintes en termes de fourniture et de gestion du réseau électrique, de mix énergétique, d'approvisionnement et de services en général.

En l'absence d'interconnexion, la totalité de l'électricité consommée doit être produite sur place, sans les économies d'échelle permises par des systèmes électriques plus vastes. Le dimensionnement des réserves primaires par rapport aux pics de demande est lui aussi plus élevé. D'une façon générale, l'ensemble des « services systèmes », qui permettent de garantir la stabilité et la sécurité du réseau ainsi que l'équilibre offre-demande, doit être assuré sur place, à savoir :

- ◆ des moyens de régulation de fréquence et une réserve de puissance active pour parer à une variation brutale de la production ou de la consommation ;
- ◆ des capacités d'inertie apportée au système, qui permettent de ralentir les variations de fréquence jusqu'au déclenchement de la régulation de fréquence ;
- ◆ des moyens de régulation de tension et une réserve de puissance active pour pouvoir maintenir la tension dans les plages prévues malgré les variations provoquées par des modifications de la production ou de la consommation ;
- ◆ une puissance de court-circuit pour permettre le bon fonctionnement des protections contre les incidents sur le réseau ;
- ◆ la capacité à s'iloter, c'est-à-dire à s'isoler du réseau principal⁷, suite à un incident pour reprendre rapidement le service après le retour à un fonctionnement normal ;
- ◆ des moyens de rétablir la tension sur le réseau après un incident grave.

De tels moyens de flexibilité sont d'autant plus importants que ces territoires subissent de forts contrastes saisonniers dans la demande d'électricité. Le développement des énergies renouvelables intermittentes injectées dans le réseau accroît lui aussi le besoin en moyens de régulation de fréquence et de tension.

1.1.1.3. Les spécificités géographiques de chacun des territoires déterminent leur mix électrique

En France comme dans les autres pays européens, la production d'électricité en base dans les ZNI est assurée principalement par des moyens de production thermique, fonctionnant généralement au fioul et, à La Réunion et en Martinique, pour une part au charbon. Les contraintes géographiques expliquent l'essentiel des différences dans le mix électrique, c'est-à-dire dans la proportion de chacune des filières de production électrique dans la puissance totale installée, notamment quand ces territoires bénéficient d'un potentiel hydroélectrique ou géothermique. Ainsi, en 2016 (voir Tableau 1) :

- ◆ la part de la production thermique est supérieure à 85 % dans tous les territoires sauf :
 - en Guyane et à La Réunion, où elle est respectivement de 37,4 % et de 73,2 % du mix électrique du fait de l'importance de la production hydroélectrique (55 % du mix électrique en Guyane et 17,2 % à La Réunion) ;
 - en Corse, où elle est limitée à 45,2 % du mix électrique, part qui s'explique d'abord par l'énergie importée d'Italie (31,1 % du mix), puis par la production hydroélectrique (15,6 % du mix) ;

⁷ Il y a îlotage, où marche en réseau séparé, quand une partie du réseau électrique comprenant des moyens de production et des charges est déconnecté du réseau principal et que les charges de cet îlot sont entièrement alimentées par les générateurs du même îlot, tandis que la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs proches des valeurs nominales.

Rapport

- ♦ la Guadeloupe et la Martinique se distinguent par des installations fonctionnant alternativement au charbon et à la bagasse⁸, qui constituent respectivement 26,3 % et 49,7 % du mix ;
- ♦ l'installation géothermique de Bouillante, en Guadeloupe, fournit 4,7 % du mix électrique ;
- ♦ la part de l'énergie éolienne demeure marginale dans le mix électrique, avec un maximum de 1,1 % en Corse ;
- ♦ celle du photovoltaïque, absente ou négligeable à Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, demeure limitée entre 5 % et 6,5 %, avec un maximum à 8,5 % à La Réunion.

Les coûts de production sont généralement très élevés par rapport aux zones continentales, moyennant des variations importantes selon les caractéristiques du parc installé, et ils sont fortement dépendants du prix des énergies fossiles.

⁸ La bagasse est le résidu fibreux de la canne à sucre une fois extrait le suc que l'on utilise comme combustible pour produire de l'électricité. Elle fait partie de ce que l'on appelle la biomasse, c'est-à-dire la masse totale de matière organique présente dans un milieu naturel donné.

Tableau 1 : Composition du mix électrique des ZNI françaises en 2016

%	Fioul	Charbon	Bagasse	Total thermique	Hydraulique	Photovoltaïque	Éolien	Autres ENR (biomasse, biogaz, géothermie...)	Interconnexion
Corse	45,2	-	-	45,2	15,6	6,6	1,1	0,5	31,1
Guadeloupe	59,1	23,1	3,2	85,4	1,2	5,8	3,0	4,7	-
Guyane	37,4	-	-	37,4	55,0	6,3	-	1,3	-
La Réunion	23,5	40,4	9,3	73,2	17,2	8,5	0,5	0,6	-
Martinique	93,2	-	-	93,2	-	5,2	0,1	1,5	-
Mayotte	94,7	-	-	94,7	-	5,3	-	-	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	100	-	-	100	-	-	-	-	-
Saint-Barthélemy	99,99	-	-	99,99	-	0,01	-	-	-
Saint-Martin	99,4	-	-	99,4	-	0,6	-	-	-

Source : Bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande d'électricité 2015 et 2016 établis par EDF SEI et Électricité de Mayotte.

1.1.2. Le secteur électrique des zones non interconnectées bénéficie d'un cadre juridique dérogatoire

1.1.2.1. Les zones non interconnectées bénéficient de dérogations aux règles de droit commun européen

Les traités européens prévoient des exceptions aux règles du marché intérieur de l'électricité pour les « petits réseaux isolés ». La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui fixe les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, prévoit dans son article 44 la possibilité pour les États membres pouvant démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de leurs petits réseaux isolés de bénéficier de dérogations aux règles communes d'organisation du secteur de l'électricité, principalement à celles qui imposent la séparation stricte des activités de production, de fourniture et de gestion de réseau de transport d'électricité (article 9) et l'ouverture du marché de la fourniture à des acteurs multiples (article 33).

Les ZNI françaises d'outre-mer bénéficient en outre de statuts particuliers en droit européen qui permettent d'aménager les règles du marché intérieur :

- ♦ la Guadeloupe, la Guyane française, la Martinique, La Réunion et Saint-Martin font partie des « régions ultra périphériques » de l'Union européenne, telles que définies à l'article 349 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). Ces territoires peuvent bénéficier de mesures spécifiques arrêtées par le Conseil, sur proposition de la Commission et après consultation du Parlement européen, visant à y adapter les modalités d'application des traités. Ces adaptations interviennent *« notamment sur les politiques douanières et commerciales, la politique fiscale (...), les conditions d'approvisionnement en matières premières et en biens de consommation de première nécessité, les aides d'État (...) »* ;
- ♦ Wallis-et-Futuna, Saint-Barthélemy ainsi que Saint-Pierre-et-Miquelon sont, quant à eux, des « pays et territoires d'outre-mer » (PTOM) selon l'article 355 du TFUE. Ces territoires font l'objet d'un « régime spécial d'association » à l'Union européenne défini dans la quatrième partie du TFUE. Ce régime prévoit notamment des dispositions spécifiques en matière de droit de douanes et d'accès au marché.

1.1.2.2. Le secteur électrique est organisé autour des fournisseurs historiques, qui sont aussi acheteurs uniques et gestionnaires de réseau

En France, en application de la dérogation européenne, les ZNI ne sont pas soumises à l'obligation de séparation des activités de production, de gestion du réseau et de transport et de fourniture d'électricité, contrairement à la situation qui prévaut en métropole. Seule l'activité de production d'électricité est ouverte à la concurrence. Les opérateurs historiques, à savoir la direction d'EDF pour les systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EWWF), demeurent intégrés sur ces territoires et assurent :

- ♦ la production d'une part plus ou moins importante de l'électricité consommée ;
- ♦ la fonction de gestionnaire de réseau ;
- ♦ celle d'acheteur et de distributeur uniques d'électricité dans les zones relevant de leur ressort (articles L. 111-52, L. 151-2 et L. 152-4 du code de l'énergie).

Cette organisation du secteur de l'électricité correspond au demeurant au modèle défendu par la France lors des débats européens des années 1990 relatifs à la libéralisation du marché de l'électricité, sur la base des réflexions d'un groupe de travail présidé par M. Claude Mandil, alors directeur général du ministère de l'industrie⁹.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui a en métropole les missions classiques d'un régulateur sectoriel, ainsi que des missions ponctuelles de soutien à la mise en œuvre des objectifs de service public¹⁰, joue dans les ZNI un rôle particulier. Elle a une mission spécifique d'évaluation et de validation des coûts de production de l'électricité, mission rendue nécessaire par le caractère limité de la concurrence sur des marchés restreints où les fournisseurs historiques occupent encore une place dominante. Elle fixe et évalue en outre, en fonction des charges de service public de l'énergie qu'ils contribuent à éviter, les modalités de compensation des projets d'ouvrage de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, ainsi que des projets de maîtrise de la demande d'énergie¹¹.

1.1.2.3. Les zones interconnectées font l'objet d'un traitement spécifique au titre de la politique énergétique

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) prévoit l'association étroite des collectivités territoriales des ZNI à la définition de la politique énergétique qui s'applique sur leur territoire. Cette association va au-delà de la simple concertation prévue dans le cadre du droit commun lors de l'élaboration par l'État de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)¹².

En effet, si les îles du Ponant et Chausey font l'objet d'un volet spécifique de la PPE métropolitaine, la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon ainsi que Wallis-et-Futuna disposent d'une PPE spécifique élaborée conjointement par le président de la collectivité et le représentant de l'État dans la région¹³. Les plans énergétiques régionaux pluriannuels de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE)¹⁴, élaborés par les conseils régionaux en Guadeloupe, à Mayotte et à la Réunion, définissent les objectifs en matière de mobilisation des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande d'énergie. Les collectivités territoriales sont en outre associées de diverses façons à l'élaboration des procédures d'appel d'offre lancées sur leur territoire et à l'évaluation des conditions d'achat fixées par les arrêtés tarifaires au bénéfice de certains types d'installations de production.

⁹ Voir M. Claude Mandil, «La réforme de l'organisation électrique et gazière française» (également connu sous le nom de «Rapport Mandil», Ministère de l'industrie, 1994.

¹⁰ Elle a notamment un pouvoir réglementaire supplétif précisant les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité, un pouvoir d'avis et de proposition concernant la mise en œuvre de certaines dispositions relatives à la politique publique de l'électricité, notamment la fixation des tarifs réglementés de vente de l'électricité et une mission de calcul annuel du montant des charges de service public de l'énergie.

¹¹ L'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012, en modifiant l'article L. 121-7 du code de l'énergie, a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de service public de l'électricité dans les zones non interconnectées aux coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

¹² La PPE est instaurée par l'article 176 de la même loi en lieu et place de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Celle-ci, prévue par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a constitué l'approche prospective de l'État relativement au parc de production d'électricité, à horizon 2020. L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, modifié par l'arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables, fixe en son article 5 des objectifs spécifiques de développement des moyens de production d'électricité pour chaque ZNI.

¹³ Article L. 141-5 du code de l'énergie. À l'exception de la Corse et de Wallis-et-Futuna, la PPE constitue le volet énergie du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Le SRCAE, créé par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, constitue un document de référence, établi

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique et atteindre les objectifs fixés par la programmation, les investissements dans des installations de production d'électricité bénéficient de dispositifs de soutien particuliers :

- ◆ le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer (Mayotte, Guyane, La Réunion, la Guadeloupe et Martinique), à Saint-Pierre-et-Miquelon et en Corse est fixé à 11 % par un arrêté en date du 23 mars 2006¹⁵. Pour les investissements réalisés avant cette date, ainsi que pour ceux qui concernent les îles bretonnes et l'île de Chausey, le taux de 7,25 % utilisé pour la rémunération des capitaux investis avant la publication de l'arrêté continue à s'appliquer. Ces taux sont appliqués à la rémunération des capitaux investis par les fournisseurs historiques et par les producteurs tiers liés aux fournisseurs historiques par un contrat de gré à gré ;
- ◆ les investissements productifs dans le secteur de l'électricité sont éligibles aux dispositifs de défiscalisation applicables aux « investissements productifs neufs » dans les départements et collectivités d'outre-mer¹⁶. Afin d'éviter le cumul des aides, ces avantages fiscaux sont pris en compte dans l'établissement de l'assiette d'investissement à laquelle s'applique le taux de rémunération des capitaux investis ;
- ◆ l'investissement dans des moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables fait l'objet de mesures de soutien renforcées qui s'ajoutent à ces dispositifs. Ces mesures s'inscrivent dans le cadre européen qui prévoit la possibilité, pour atteindre les objectifs européens de transition énergétique et de développement des énergies renouvelables, de recourir à des dispositifs dérogatoires aux mécanismes du marché :
 - les installations correspondantes, sous certaines conditions de puissance, bénéficient, à la demande des producteurs, d'une obligation d'achat par les entreprises locales chargées de la fourniture, à des tarifs spécifiques fixés par arrêtés ministériels (article L. 314-1 et D. 314-15 du code de l'énergie). Les ZNI peuvent bénéficier de tarifs spécifiques et, contrairement aux dispositions en vigueur pour les installations en métropole continentale, les producteurs peuvent bénéficier de plusieurs contrats d'achat à ce titre pour la même installation (article L. 314-2 du code de l'énergie), les conditions d'achat étant alors négociées et adaptées. Trois arrêtés tarifaires sont aujourd'hui en vigueur pour les ZNI, concernant le déploiement de panneaux photovoltaïques sur les toits, l'énergie éolienne en zone cyclonique et la production de biogaz ;
 - pour répondre aux besoins précis identifiés par les PPE de chacune des zones, le ministre chargé de l'énergie peut aussi, après consultation de la CRE, lancer un appel d'offre. Deux appels d'offres ont par exemple été lancés le 16 décembre 2016 pour les ZNI, concernant la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et le déploiement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 100 kWc ;

en concertation entre le préfet de région et le chef de l'exécutif régional, contenant des objectifs en matière de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et de diminution des effets de serre.

¹⁴ Les PRERURE ont été créés par la loi d'orientation pour l'outre-mer du 13 décembre 2000 et figurent à l'article L. 4433-18 du code général des collectivités territoriales.

¹⁵ Arrêté du ministre délégué à l'industrie en date du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées. À cette date, Saint-Martin et Saint-Barthélemy faisaient partie de la région Guadeloupe.

¹⁶ Voir les articles n° 199 *undecies* B, n° 217 *undecies* et n° 244 *quater* W du code général des impôts.

- les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables, comme c'est le cas pour les installations de production thermique, peuvent aussi négocier un contrat de gré à gré avec l'entreprise locale chargée de la fourniture, dont les conditions tarifaires sont contrôlées par la CRE en fonction de leur pertinence économique et des objectifs d'équipement fixés dans la PPE de la zone ;
- enfin, pour assurer leur intégration au système électrique, l'ordonnance du 3 août 2016 a instauré, en lieu et place de la règle d'appel en fonction de l'ordre de préséance économique des différentes installations, déterminée par leurs coûts variables de production, une priorité d'appel en faveur des installations qui utilisent des énergies renouvelables sans dispositif de stockage¹⁷.

1.2. L'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées dans les mêmes conditions économiques qu'en métropole génère des coûts financés par le budget de l'État au titre de la solidarité avec ces territoires

1.2.1. Le service public de l'énergie garantit aux consommateurs des zones non interconnectées un approvisionnement en électricité dans les mêmes conditions économiques qu'en métropole

Le service public de l'électricité est défini à l'article L. 121-1 du code de l'énergie comme ayant « *pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national* » et notamment, dans le cadre des objectifs définis par la programmation pluriannuelle de l'énergie, de « *garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental* » (article L. 121-3 du code de l'énergie).

Dans un but de cohésion sociale, le code de l'énergie prévoit un mécanisme de péréquation nationale des tarifs, assurant la fourniture d'électricité sur l'ensemble du territoire à des tarifs réglementés de vente (TRV) construits de manière à assurer à l'ensemble des consommateurs les mêmes conditions économiques d'accès à l'électricité, alors même que son coût de production et d'acheminement est hétérogène d'un territoire à l'autre. L'accès aux TRV est ouvert :

- ◆ sur le territoire métropolitain, à tous les consommateurs finals domestiques ou non domestiques ayant souscrit à une puissance inférieure ou égale à 36 kVa (article L. 337-7 du code de l'énergie) ;
- ◆ dans les ZNI, à tous les consommateurs finals domestiques ou non domestiques (article L. 337-8 du code de l'énergie).

En application de l'article L. 121-5, les tarifs réglementés proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Le niveau de prix moyen de chacun de ces tarifs résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec le niveau d'ensemble des coûts pris en compte dans la construction des tarifs applicables en métropole (article L. 337-6 du code de l'énergie). Lors d'un mouvement tarifaire, pour chaque ZNI et pour chaque catégorie tarifaire, le niveau des TRV est ajusté de façon à suivre l'évolution des coûts de l'électricité de la métropole continentale.

¹⁷ Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, article 14. Les installations utilisant des énergies renouvelables sont appelées en fonction de l'ordre de préséance économique.

Rapport

Les tarifs réglementés ouverts aux consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA en ZNI, qui n'ont plus d'équivalents en métropole, évoluent, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité facturé pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale (article R. 337-19 du code de l'énergie)

Le dispositif prévoit en outre la possibilité d'adapter la structure des tarifs de façon à envoyer aux consommateurs des signaux économiques représentatifs du fonctionnement des parcs de production et des habitudes de consommation d'électricité sur des plages de temps spécifiques, appelées plages horo-saisonnières (par exemple, la période de pointe en Martinique se compose de cinq heures par jour sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes 8h-13h et 17h-20h.). L'article L. 337-6 du code de l'énergie autorise ainsi à fixer la structure et le niveau des tarifs hors taxes de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée, sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts. Les caractéristiques à prendre en compte étant très variables d'une ZNI à l'autre, elles justifieraient la construction de grilles tarifaires structurellement différentes pour chaque ZNI, respectant toutefois le principe de péréquation tarifaire en niveau moyen.

Cette possibilité n'a pas encore été exploitée en ZNI. En pratique, à la date de la mission :

- ◆ les consommateurs finals domestiques ou non domestiques ayant souscrit à une puissance inférieure ou égale à 36 kVa se voient appliquer les mêmes grilles tarifaires qu'en métropole continentale, en structure comme en niveau (tarif réglementés de vente dits « bleus ») ;
- ◆ les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVa peuvent bénéficier, en fonction de leur profil, de différents tarifs, déclinés en différentes versions tarifaires :
 - des tarifs réglementés dit « jaunes », spécifiques à la Corse et aux îles bretonnes¹⁸, pour les clients raccordés en basse tension ;
 - des tarifs réglementés dit « bleus + » appliqués dans l'ensemble des ZNI hors Corse et îles bretonnes pour les clients raccordés en basse tension ;
 - des tarifs réglementés dit « verts » pour les clients raccordés en haute tension : il existe un tarif « vert » spécifique dans chaque ZNI.

La dernière révision de la structure des tarifs à la date de la mission remonte à 2008. Les grilles tarifaires des tarifs réglementés dans les ZNI ont évolué depuis lors proportionnellement aux évolutions moyennes des tarifs réglementés de métropole continentale. Le dernier de ces mouvements tarifaires à la date de la mission date du 13 juillet 2016.

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

¹⁸ Jusqu'au 31 décembre 2015, les tarifs réglementés jaunes et verts en vigueur en France métropolitaine continentale s'appliquaient également aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA résidant dans les îles bretonnes non raccordées au réseau métropolitain continental. Ces tarifs ayant depuis lors été supprimés, ces consommateurs bénéficient désormais des barèmes des TRV applicables en Corse.

1.2.2. Les coûts supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité non couverts par des recettes tarifaires font l'objet d'une compensation intégrale au titre des charges de solidarité avec les zones non interconnectées, financée par le budget de l'État

Du fait de la péréquation tarifaire de l'électricité, les tarifs appliqués aux consommateurs installés dans les ZNI évoluent indépendamment des coûts de production de l'électricité. Les coûts supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité non couverts par les recettes tarifaires font l'objet d'une compensation intégrale au titre de la mise en œuvre des obligations de service public (article L. 121-6).

Les modalités de cette compensation ont pris différentes formes :

- ◆ un fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) prévu par la loi du 10 janvier 2000, financé au moyen d'un prélèvement sur les producteurs, fournisseurs et importateurs d'électricité ;
- ◆ la contribution au service public de l'énergie (CSPE), créée par l'article 5 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés publics du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, qui est acquittée par l'ensemble des consommateurs et comptabilisée et contrôlée selon des modalités extrabudgétaires ;
- ◆ l'intégration au budget de l'État, depuis la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015, qui a rendu possible la mise en conformité du dispositif avec les règles constitutionnelles et communautaires s'appliquant aux recettes fiscales, notamment le régime européen des aides d'État.

Le programme budgétaire 345 « service public de l'énergie » intégré à la mission « Écologie, développement et mobilité durables », comprend une action (n° 1) intitulée « solidarité avec les zones non interconnectées », qui finance les charges liées :

- ◆ aux coûts de production d'électricité à partir des installations appartenant aux fournisseurs historiques¹⁹ qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires ;
- ◆ aux coûts pour les fournisseurs historiques résultant de contrats de gré-à-gré conclus avec les producteurs tiers (différence entre le coût d'achat d'électricité dans le cadre de ces contrats et les coûts de production évités par les fournisseurs historiques diminués des recettes tarifaires qu'ils auraient perçues), quelle que soit la nature de l'installation considérée, qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires²⁰ ;
- ◆ au coût des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système ;
- ◆ aux coûts liés à la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) ;
- ◆ aux coûts liés à la réalisation d'études en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement identifiés dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

Les charges imputables à la péréquation tarifaire dans les ZNI incluent également :

- ◆ les coûts pour les fournisseurs historiques résultant des contrats d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans le cadre du dispositif de l'obligation d'achat, des appels d'offres ou d'arrêtés tarifaires, qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires²¹ ;
- ◆ le coût des études techniques préalables au lancement d'appels d'offre pour le développement d'énergies renouvelables électriques ;

¹⁹ EDF SEI, Électricité de Mayotte, Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna.

²⁰ Ces contrats concernent la production d'électricité à partir de bagasse/charbon, biomasse, géothermie, la production thermique et les achats d'électricité via interconnexion.

²¹ Ils concernent la production d'électricité à partir de biogaz, d'énergie éolienne et photovoltaïque, issue de l'incinération des déchets ménagers et le petit hydraulique.

- ◆ le coût des mesures de soutien à l'effacement de consommation électrique.

Ces charges, qui bénéficient d'une autorisation dans le cadre du régime européen des aides d'État au titre du soutien au développement des énergies renouvelables, sont financées par le compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique », créé à la même date²².

1.3. De la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique résultent un mix énergétique en transition et l'hybridation croissante des systèmes électriques

1.3.1. Les objectifs fixés pour la transition énergétique des zones non interconnectées sont très élevés

Les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés pour les ZNI sont très élevés :

- ◆ la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte donne pour objectif aux départements d'outre-mer de parvenir à l'autonomie énergétique à horizon 2030, avec un objectif intermédiaire de 50 % d'énergies renouvelables à horizon 2020 ;
- ◆ la Corse vise l'autonomie pour 2050, avec une étape à 40 % d'énergies renouvelables dans sa production d'électricité dès 2023²³ ;
- ◆ quant aux îles Wallis-et-Futuna, l'ordonnance du 12 mai 2016²⁴ leur fixe l'objectif de parvenir à 50 % d'énergies renouvelables en 2030 et à l'autonomie énergétique en 2050.

En conséquence, les PPE déterminent, pour chacun des territoires concernés, des objectifs en termes de mix énergétique qui intègrent des niveaux élevés d'énergies renouvelables. D'après les estimations d'EDF SEI, la mise en œuvre de ces objectifs devrait permettre d'atteindre, à horizon 2023, une part d'énergies renouvelables dans le mix électrique proche de 40 % en Corse, de 55 % à 70 % en Martinique, à La Réunion et en Guadeloupe et de 80 % en Guyane. Les énergies renouvelables intermittentes représentent, sauf en Guadeloupe et à Mayotte, une part importante de la puissance supplémentaire prévue (voir Tableau 2).

Tableau 2 : Part supplémentaire des énergies intermittentes (ENR) dans le mix énergétique prévue par les programmations pluriannuelles de l'énergie à horizon 2018 et 2023 par rapport au niveau de 2015

	Puissance ENR supplémentaire installée en 2018 (MW)	dont part des ENR intermittentes (%)	Puissance ENR supplémentaire installée en 2023 (MW)	Dont part des ENR intermittentes (%)
Corse	50,0	22,0	94,0	34,0
Martinique	68,0	46,0	118,9	46,0
Guyane	52,5	15,0	135,5	19,0
La Réunion	70,5	46,0	231,7	38,0

²² Créé par l'article 5 de la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015. Le programme 764 « Engagements financiers liés à la transition énergétique » du même CAS finance également le remboursement aux opérateurs du déficit accumulé par le mécanisme de compensation antérieur au 31 décembre 2015.

²³ Objectifs énoncés dans le SRCAE le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie adopté par l'Assemblée de Corse le 20 décembre 2013 et confirmés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse publiée par le décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

²⁴ Ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie.

Rapport

	Puissance ENR supplémentaire installée en 2018 (MW)	dont part des ENR intermittentes (%)	Puissance ENR supplémentaire installée en 2023 (MW)	Dont part des ENR intermittentes (%)
Guadeloupe	107,0	9,0	261,0	5,8
Mayotte	30,36	3,3	61,2	11,4
Wallis-et-Futuna	-	-	5,6	73,0

Source : Programmatons pluriannuelles de l'énergie. Les installations éoliennes et photovoltaïques avec stockage ne sont pas comptées dans les énergies intermittentes.

Cette politique ne constitue pas un cas isolé en Europe. La plupart des pays européens ont prévu d'engager leurs zones insulaires dans une évolution de leur système de production, notamment pour limiter la dépendance énergétique de ces territoires et faire diminuer les coûts d'achats de combustibles.

En Italie, par exemple, le décret législatif n° 145/2013 du 23 décembre 2013 fixe un objectif de couverture progressive du besoin des petites îles non interconnectées par des sources renouvelables. Un décret du ministre du développement économique italien signé le 14 février 2017 fixe, pour chaque île, des objectifs en matière de développement de la production d'origine solaire à horizon 2020. Ces objectifs ne sont pas contraignants juridiquement, mais font l'objet d'un dispositif de financement spécifique défini par le régulateur italien.

L'Espagne, la Grèce, le Royaume-Uni ou le Portugal, sans fixer d'objectif spécifique à leurs zones insulaires en matière de développement des énergies renouvelables, ont prévu que ces dernières participent à la réalisation des objectifs nationaux ou européens. Certains de leurs territoires insulaires prennent en outre l'initiative de poursuivre des objectifs plus ambitieux. Ainsi par exemple :

- ◆ la petite île d'El Hierro, dans l'archipel des Canaries, s'est fixé comme objectif depuis les années 1990 de parvenir à l'autonomie énergétique, en particulier grâce à l'installation, depuis 2014, d'une centrale hydrolienne. À la date de la mission, elle parvient, sur des périodes limitées (une semaine environ), à assurer la fourniture d'électricité exclusivement à partir d'énergies renouvelables ;
- ◆ le gouvernement régional de Madère a fixé l'objectif d'amener la part des énergies renouvelables dans la production électrique de l'île de Porto Santo à 100 % d'ici 2020.

En outre, les zones insulaires occupent une place spécifique dans la détermination de solutions technologiques efficaces et économiquement viables pour la transition des systèmes de production d'électricité européens vers des modes de production décarbonés. En particulier, dans la mesure où les coûts de production élevés dans ces territoires abaissent le seuil à partir duquel les technologies de stockage deviennent rentables, les ZNI européennes sont fréquemment le théâtre d'expérimentation de solutions technologiques innovantes mettant en œuvre des dispositifs de stockage, afin d'injecter le maximum d'électricité issue d'énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux.

L'annexe II à la communication de la Commission européenne intitulée *Des énergies propres pour tous les Européens* du 30 novembre 2016, consacrée aux « actions visant à stimuler le mode de transition vers l'énergie propre », encourage les îles et les régions insulaires à constituer « des plateformes pour des initiatives pilotes sur la transition vers l'énergie propre » et à « faire office de vitrines au niveau international ». La Commission cite en particulier le cas des régions ultrapériphériques de l'Union et l'exemple de l'île espagnole d'El Hierro. La Commission « souhaiterait accélérer le développement et l'adoption des meilleures technologies disponibles sur les îles et dans les régions insulaires » en encourageant notamment l'échange de meilleures pratiques en matière de financement et d'adaptation des régimes juridiques et réglementaires, ainsi que dans le domaine de l'énergie dans le transport.

La mobilisation récente des associations de producteurs au niveau européen, dont témoigne par exemple la publication d'un rapport par le syndicat des industries électriques Eurelectric²⁵, montre l'intérêt porté aux ZNI. Le rapport insiste sur les particularités des petits réseaux non interconnectés et sur la nécessité d'élaborer des solutions spécifiques à ces territoires, si nécessaire au moyen d'adaptations réglementaires, pour adapter ces réseaux et leurs infrastructures à l'introduction de modes de production alternatifs et de nouvelles consommations (véhicules électriques) et pour établir des dispositifs juridiques adéquats permettant d'offrir aux projets des conditions de rentabilité et de viabilité économiques satisfaisantes. Il souligne aussi le besoin d'instaurer un cadre européen de discussions et de partage d'informations.

1.3.2. La montée en charge des énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux électriques implique d'utiliser les technologies les plus avancées et pose des problèmes spécifiques d'équilibre des systèmes

En France, les énergies renouvelables sont globalement plus développées dans les ZNI qu'en métropole continentale, où elles représentent un peu plus de 19 % du mix en 2016, dont 12 % d'origine hydraulique. Ce développement est toutefois inégal selon les territoires :

- ◆ elles constituent l'essentiel du mix en Guyane (62,6 %), dont 6,3 % d'énergies éolienne et photovoltaïque ;
- ◆ elles ne représentent qu'une part négligeable du mix à Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin et Saint-Barthélemy, et faible à Mayotte et en Martinique (entre 5 % et 7 %) ;
- ◆ elles atteignent des niveaux plus élevés en Guadeloupe (14,7 %), en Corse (23,8 %) et à La Réunion (26,8 %), mais la part d'énergies éolienne et photovoltaïque n'y dépasse pas 9 %.

La montée en charge des énergies renouvelables dans le mix électrique prévue dans la programmation conduit à, accroître de façon substantielle celle des énergies intermittentes (voir *supra* Tableau 2). Or l'injection dans les réseaux d'une énergie électrique issue d'énergies renouvelables non pilotables (énergies photovoltaïque et éolienne, principalement) et interfacées par de l'électronique de puissance²⁶ comporte de fortes contraintes liées à :

- ◆ la variabilité de la production ;
- ◆ sa faible prévisibilité ;
- ◆ le caractère décentralisé de la production ;
- ◆ la sensibilité des installations aux perturbations électriques ;
- ◆ la dégradation de la qualité du réseau du fait de l'usage des convertisseurs de puissance ;
- ◆ leur absence de participation aux services systèmes ;
- ◆ la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement en dernier recours.

En outre, l'hybridation croissante du système électrique, du fait de la juxtaposition des installations répondant à des spécifications différentes, génère de fortes instabilités sur les réseaux qui créent des besoins spécifiques de tenue de fréquence.

Surmonter ces contraintes nécessite des investissements pour :

²⁵ *Towards the Energy Transition on Europe's Islands*, Eurelectric, février 2017.

²⁶ L'électronique de puissance désigne les dispositifs électrotechniques qui permettent de changer la forme de l'énergie électrique produite pour l'adapter aux besoins du réseau (convertisseurs de puissance)

Rapport

- ◆ développer les capacités de prévisions météorologiques ;
- ◆ procéder à des adaptations paramétriques sur le réseau, pour ajuster par exemple les plans de délestage fréquence-métrique, c'est-à-dire les niveaux de réponse par délestage de consommateurs à un incident enregistré sur le système ;
- ◆ développer les dispositifs permettant d'assurer l'inertie, par des volants d'inertie ou des techniques d'informatique embarquée couplée à du stockage ;
- ◆ développer les capacités de stockage de façon à assurer le lissage de la production intermittente, surmonter les phénomènes de congestion et contribuer aux services systèmes, notamment à la régulation de fréquence ;
- ◆ introduire l'usage des technologies de l'information dans les réseaux pour piloter la demande, afin que le consommateur optimise son besoin d'électricité en privilégiant l'appel au réseau au moment où la production est en excès par rapport à l'offre ;
- ◆ dimensionner les moyens de secours de façon à assurer la production en dernier ressort.

Les solutions technologiques permettant de répondre à ces difficultés font l'objet de travaux de recherche, mais n'ont pas toujours été expérimentées. Cela impose de développer la recherche et développement et de réaliser des démonstrateurs, de façon à identifier les solutions technologiquement matures au moment où elles deviennent rentables économiquement. S'agissant des techniques de stockage de l'électricité, sur lesquelles reposent largement ces solutions, la voie la plus directe est actuellement celle des batteries électrochimiques. Des progrès considérables ont été obtenus dans les quinze dernières années en termes de sécurité, de densité de stockage, de taux d'autodécharge et de densité énergétique. Les coûts des différentes technologies de stockage ne cessent de diminuer et l'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA²⁷) prévoit une baisse supplémentaire d'au moins 50 % du coût de la plupart d'entre elles à l'horizon 2030²⁸. Des expérimentations ponctuelles ont été menées dans les zones non interconnectées depuis la fin des années 2000, mais sans programme structuré de recherche et développement (Encadré 1).

²⁷ *International Renewable Energy Agency*

²⁸ https://costing.irena.org/media/11338/IRENA_ESO_v2.pdf.

Encadré 1 : Exemple de projets expérimentaux en matière de stockage menés dans les zones non interconnectées par les gestionnaires de réseau

Le **projet Millener** (Mille installations de gestion énergétique), qui a débuté en Corse, Guadeloupe et à La Réunion en 2011, prévoyait l'octroi de subventions aux particuliers pour l'investissement dans du matériel de production électrique photovoltaïque et de stockage, afin d'encourager l'autoconsommation, au moyen d'une convention entre Sunzil, filiale d'EDF, et d'autres acteurs industriels, soutenus par les régions. EDF a mis fin à l'expérimentation le 31 mars 2015 en constatant qu'aucun modèle économique convaincant n'avait vraiment émergé. D'après EDF, le projet a cependant contribué à améliorer la maîtrise des technologies de stockage et doit permettre le développement des effacements de consommation, ou le déploiement de batteries notamment dans le contexte du développement des véhicules électriques.

Le **projet Pégase** (Prévision des énergies renouvelables et garantie active par le stockage d'énergie) est entré en fonctionnement à La Réunion en 2009. Il associe un dispositif de stockage par batterie sodium-soufre d'une puissance de 1 MW à une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW et une ferme photovoltaïque d'une puissance de 10 MWc. Ce dispositif est lui-même relié à une station météorologique permettant de prévoir la production d'électricité de la dizaine de minutes à l'heure afin de faciliter son injection dans le réseau. EDF a développé un logiciel capable de traiter et de modéliser les informations recueillies et d'obtenir les prévisions de production les plus précises possible. EDF estime à 90 % l'efficacité du dispositif pour lisser la production. Le projet permet également de démontrer la pertinence du couplage de plusieurs unités de production à un dispositif de stockage centralisé afin de bénéficier du phénomène de foisonnement et diminuer la dimension du stockage envisagé. Ce projet a conduit à la création par EDF de sa filiale EDF Store & Forecast qui commercialise les outils développés.

Le **projet OPERA** (Opération pilote énergies renouvelables), porté par EDM depuis 2012, a été conçu pour répondre aux besoins de sécurisation du système électrique de Mayotte, limiter la réserve primaire de façon à diminuer les charges de service public et contribuer à la maîtrise de la demande en électricité. Il associe :

- le monitoring des centrales pour quantifier l'intermittence et modéliser les effets en fréquence et en tension de fortes variations dans la consommation ou la production ;
- le développement d'outils de prévision de la production photovoltaïque ;
- la mise en œuvre d'un dispositif de stockage centralisé ;
- l'effacement contractualisé avec de gros industriels d'une partie de la consommation si nécessaire ;
- un dispositif de stockage décentralisé permettant de lisser la production photovoltaïque.

D'après le rapport d'activité d'EDM en 2016, le projet OPERA était en attente d'une réponse de la CRE concernant la méthodologie de calcul de la compensation des installations de stockage. EDM prévoit la mise en service d'un démonstrateur, comprenant deux sites de production photovoltaïque et un site d'effacement de consommation (le siège d'EDM). Ces installations doivent être réalisées par EDF Store & Forecast.

Un nouveau projet d'expérimentation est envisagé par EDF SEI sur l'île de Sein. Le dispositif, fondé sur l'installation de batteries au lithium-ion, vise à repousser le seuil d'insertion des énergies renouvelables dans le réseau en contribuant aux services systèmes, ainsi qu'à optimiser l'utilisation du parc de production, notamment pour limiter l'utilisation en sous-régime des groupes diesels présents sur l'île. Il doit être piloté par un système de gestion assimilable à un dispatching local basé sur des algorithmes développés par EDF et fonctionnant de manière automatique, qui pourrait se substituer à la gestion à distance par un agent situé sur le continent.

Source : Mission, d'après les informations fournies par Électricité de France et le rapport d'activité 2016 d'Électricité de Mayotte.

Dans ce contexte évolutif, le rôle du gestionnaire de réseau est fondamental :

- ◆ pour identifier et partager les problématiques soulevées par l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux ;

Rapport

- ♦ pour expérimenter les solutions nouvelles et fournir les données permettant de calculer de façon objective leur impact économique sur le système ;
- ♦ pour concevoir et faire évoluer de façon transparente les spécifications qui s'imposent aux producteurs afin d'assurer l'adéquation offre/demande et la sécurité du système.

1.3.3. La transition énergétique s'accompagne d'objectifs élevés en matière d'action de maîtrise de l'électricité

Hors Wallis-et-Futuna, où cette politique n'est pas encore mise en œuvre, les PPE fixent des objectifs en matière d'économie d'énergie. La Guyane, par exemple s'est fixé un objectif d'économie de consommation d'électricité de 60 GWh à horizon 2018 et de 151 GWh à horizon 2023 par rapport au scénario au fil de l'eau, la Guadeloupe, respectivement de 84,1 GWh et de 187,5 GWh.

Les gestionnaires de réseau sont incités à accroître leurs actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), qui sont financées depuis 2013 par les charges de service public de l'électricité dans la limite des coûts qu'ils contribuent à éviter²⁹. Ces actions sont soutenues par divers dispositifs publics :

- ♦ des aides publiques (fonds européens, fonds chaleur, aides accordées par les collectivités territoriales) ;
- ♦ la compensation des coûts supportés par les gestionnaires de réseau pour la mise en œuvre de ces actions au titre des charges de service public évoquée ci-dessus ;
- ♦ le dispositif des certificats d'économie d'énergie, qui impose depuis 2005 aux vendeurs d'énergie de réaliser des économies d'énergie ;
- ♦ la réglementation, notamment la réglementation thermique métropolitaine en Corse et la réglementation thermique spécifique aux territoires d'outre-mer, avec des adaptations locales en Martinique et en Guadeloupe ;
- ♦ les dispositifs fiscaux, comme l'octroi de mer, qui permettent de favoriser certaines solutions par rapport à d'autres.

EDF estime que, depuis 2004, l'impact annuel de ses actions de MDE contribue à la réduction de la croissance annuelle de la consommation d'électricité à hauteur de 1 % à 1,5 % selon les territoires, avec un gain important pour les charges de service public (voir les données depuis 2010, Tableau 3). En 2015 et 2016, en revanche, le coût des actions de MDE a augmenté rapidement, mais dans une moindre mesure que les coûts de production estimés qu'elles ont permis d'éviter (y compris les coefficients de précaution).

Tableau 3 : Volume total des actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) conduites par EDF Systèmes énergétiques insulaires entre 2010 et 2016

Coûts (M€ par an)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Coûts de MDE compensés	15,3	18,2	20,5	24,9	26,9	39,4	48,4
Coûts évités (évaluation)	36,6	53,8	61	75	87	107	128
Économie nette (évaluation)	21,3	35,6	40,5	50,1	60,1	67,6	79,6
Augmentation annuelle des dépenses	-	2,9	2,3	4,4	2,0	12,5	9,0
Augmentation annuelle des coûts évités	-	17,2	7,2	14,0	12,0	20,0	21,0
Efficacité moyenne des dépenses	2,4	3,0	3,0	3,0	3,2	2,7	2,6

²⁹ La loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 a introduit dans le code de l'énergie un 2° d) de l'article L. 121-7, qui prévoit que sont imputables au service public de l'électricité « 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 et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ».

Rapport

Coûts (M€ par an)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Efficacité marginale des dépenses	-	5,9	3,1	3,2	6,0	1,6	2,3

Source : Mission, à partir des données fournies par EDF Systèmes énergétiques insulaires.

À Mayotte, les actions de MDE n'ont pris une certaine ampleur qu'à partir de 2015, où, d'après EDM, elles permettent une économie d'énergie de 6 MW environ (trois fois l'économie générée en 2014) pour un montant de prime d'un peu plus d'1,3 M€, valeurs encore doublées en 2016.

2. Les charges de solidarité avec les zones non interconnectées sont en forte hausse tendancielle à court et moyen termes, du fait de choix de politique énergétique coûteux et d'un faible pilotage de l'économie des systèmes électriques concernés

2.1. Les charges de solidarité avec les zones non interconnectées sont en forte hausse tendancielle à court et moyen termes

2.1.1. Le coût des systèmes électriques des zones non interconnectées est très élevé

En raison des contraintes de production spécifiques aux ZNI évoquées plus haut, les coûts de production de l'électricité dans les ZNI sont structurellement plus élevés qu'en métropole (225 €/MWh en moyenne en 2013 d'après la CRE), avec des variations importantes selon les caractéristiques du parc installé (172 €/MWh en Corse et 259 €/MWh en Martinique, par exemple) ; ils sont plus élevés encore dans l'île bretonne d'Ouessant, où ils sont de l'ordre de 450 €/MWh et ils culminent dans la petite île normande de Chausey, où ils s'élèvent à 835 €/MWh (voir Encadré 2). Par comparaison, la même année 2013, le prix spot moyen sur les bourses de l'électricité était de 43,2 € en France³⁰ et la Cour des comptes évaluait le coût moyen de production de l'électricité à 54,4 €/MWh en métropole³¹.

³⁰ RTE, *Bilan électrique 2013*.

³¹ En tenant compte des investissements prescrits par l'Autorité de sûreté nucléaire après l'accident de Fukushima.

Encadré 2 : Les coûts de production de l'électricité dans l'île normande de Chausey

L'île normande de Chausey se caractérise par des coûts de production au MWh particulièrement élevés, de l'ordre de 700 € à 900 € environ sur la période 2012-2015, soit le double des coûts enregistrés sur la même période à Ouessant et quatre fois ceux de Molène et de Sein.

Ces coûts élevés s'expliquent principalement par l'extrême variabilité de la consommation et sa concentration sur des périodes très courtes. Contrairement à Ouessant, Molène et Sein, qui constituent chacune une commune et comportent une population permanente substantielle, la population de Chausey s'élève à moins d'une dizaine d'habitants permanents. La plupart des quelque 120 abonnés résidentiels sont des résidences secondaires, occupées principalement les week-ends de grandes marées. Il en résulte des appels de puissance concentrés sur des périodes courtes, correspondant principalement à des usages de chauffage pour lesquels il n'est pas pertinent de recourir à de l'électricité produite au fioul (consommation triplée, environ, relativement à un usage direct du fioul en chaudière) et qui ne suffisent pas à rentabiliser des investissements dans les moyens de production d'électricité. En outre, en l'absence de collectivité insulaire, l'ensemble des moyens humains et techniques nécessaires aux interventions sur le système électrique doit être acheminé à grands frais depuis le continent.

Entre 2012 et 2015, les recettes tarifaires ne permettent de couvrir que 5 % des coûts, soit de deux à quatre fois moins que pour les îles du Ponant. La compensation des charges supportées par EDF SEI et non couvertes par les recettes de production a représenté entre 400 000 € et 500 000 € par an depuis 2012, soit, en 2016, la somme des compensations pour l'île de Sein et pour l'île de Molène, qui regroupent à elles deux 400 habitants environ.

Source : Mission, sur la base des informations fournies par EDF SEI.

En 2015, hors îles bretonnes et Saint-Pierre-et-Miquelon où ils constituent encore l'intégralité des coûts de production d'électricité, les coûts supportés directement par les fournisseurs historiques représentent une part inférieure (Corse, Martinique) voire très inférieure (Guadeloupe, La Réunion) à 50 % des coûts de production (de 14 % à la Réunion à 47 % en Martinique, voir Tableau 4). Cette situation s'explique principalement par la filialisation d'une grande partie de la production thermique d'EDF au sein d'EDF production énergétique insulaire (EDF PEI). EDF Système électrique insulaire (EDF SEI) n'a conservé que les parcs thermique et hydraulique historiques.

Les coûts liés aux contrats d'achat d'électricité issue d'énergies renouvelables, très faibles à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes en 2015, varient dans les autres territoires de 7 % à Mayotte à 14 % en Corse.

La structure des coûts des systèmes électriques est mal connue :

- ◆ les coûts de la production assurée par les fournisseurs historiques sont les mieux connus, dans la mesure où leur comptabilité fait l'objet d'examens annuels par la CRE, mais ils ne sont pas ventilés par installations, voire par groupes de production installés, ce qui ne permet pas de mesurer la rentabilité comparée des différentes installations. Dans l'ensemble, la prédominance de la production thermique se traduit par le poids des coûts variables sur les coûts fixes, principalement du fait des coûts de combustibles (plus de 85 % en 2015 dans les îles bretonnes et à Mayotte, autour des deux tiers en Corse, Guadeloupe, Saint-Pierre-et-Miquelon, Guyane, 78 % en Martinique) ;

Rapport

- ◆ les coûts de production des producteurs tiers ayant conclu un contrat d'achat de gré à gré avec les fournisseurs historiques font l'objet d'un examen détaillé *ex ante* par la CRE, qui détermine le montant de la compensation octroyée aux fournisseurs historiques. Avant la délibération de la CRE du 23 avril 2015³², ces contrats ne comportaient pas nécessairement de part fixe, si bien que le rapport entre parts fixes et parts variables calculé à la date de la mission n'est pas significatif. En outre, l'évolution des coûts postérieure à la mise en fonctionnement de l'installation n'est pas connue, sauf lorsque la sollicitation d'un avenant donne l'occasion à la CRE d'en étudier le détail ;
- ◆ les coûts de production des producteurs tiers bénéficiant de l'obligation d'achat (contrat passé suite à un appel d'offre ou de la fixation d'un tarif d'achat), rémunérés à l'énergie produite, ne sont pas connus dans le détail ;
- ◆ les coûts de réseau supportés par EDF, gestionnaire de réseau sont compensés par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) facturé aux consommateurs et les coûts non couverts par les recettes correspondantes font l'objet d'une compensation forfaitaire par Enedis de l'ordre de 150 M€ depuis 2014 (contre 53 M€ entre 2010 et 2013). EDF n'est pas en mesure de fournir le détail de ces coûts ni leur ventilation par territoire. À Mayotte, les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité correspondent aux coûts de ces réseaux supportés par EDM³³. Ces coûts ont augmenté de près de 150 % entre 2006 et 2016 (voir Tableau 5), augmentation à mettre en rapport avec la forte augmentation de la population sur la même période.

³² Délibération de la CRE du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

³³ Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, article 82.

Tableau 4 : Coûts de production et coûts d'achats d'électricité supportés par les fournisseurs historiques dans les zones non interconnectées en 2015

Coûts (€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Mayotte	Total ZNI
Coûts de production	207 784 756	130 551 394	172 300 725	195 745 216	83 638 957	28 588 764	4 120 805	109 271 434	932 002 051
Coûts d'achat (énergie renouvelable (ENR))*	67 371 048	59 526 099	36 688 652	27 960 621	112 916 727	-	7 653	7 678 084	312 148 884
Coûts d'achat (non ENR)	193 107 829	355 456 580	156 517 358	11 932 631	404 812 903	-	-	-	1 121 827 301
Total des coûts d'achat	260 478 877	414 982 679	193 206 010	39 893 252	517 729 630	-	7 653	7 678 084	1 433 976 185
Total des coûts	468 263 633	545 534 073	365 506 735	235 638 468	601 368 587	28 588 764	4 128 458	116 949 518	2 365 978 236
Part des coûts de production (%)	44	24	47	83	14	100	100	93	39
Part des coûts d'achats ENR (%)	14	11	10	12	19	0	0	7	13

Source : Mission, à partir des données fournies par la Commission de régulation de l'énergie. L'électricité produite dans les centrales fonctionnant à la bagasse et au charbon n'est pas comptée comme ENR.*

Tableau 5 : Coûts de distribution supportés par Électricité de Mayotte de 2006 à 2016

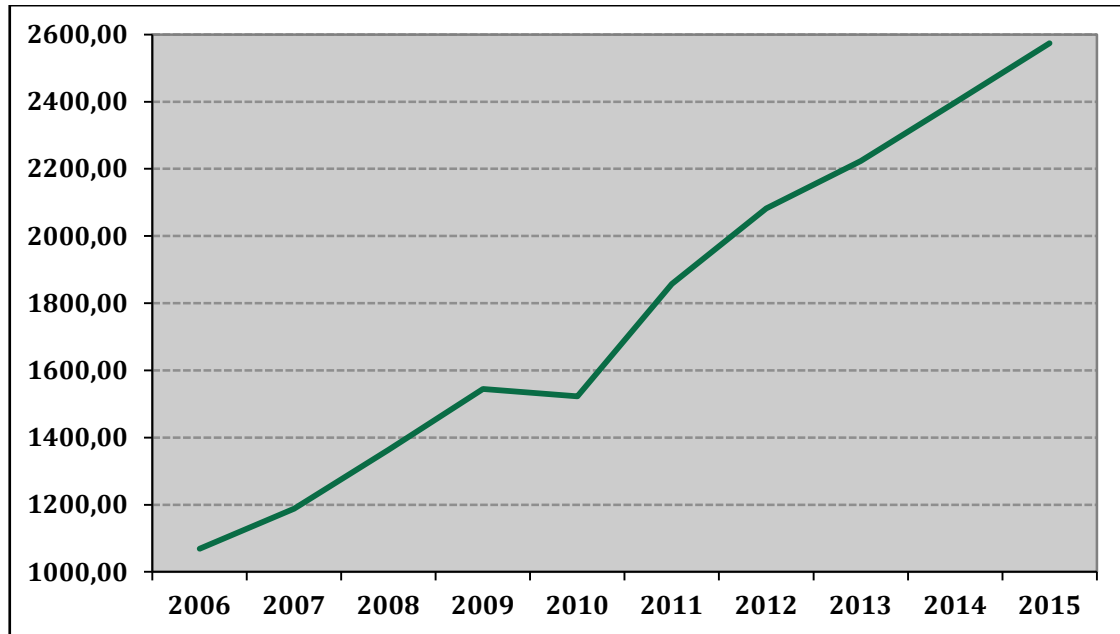
k€	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Augmentation 2006-2016 (%)
Charges de distribution	7 845	8 368	8 205	8 975	9 744	11 522	14 052	14 260	15 440	16 978	19 660	151
dont achats et services extérieurs	2 610	3 007	2 437	2 894	2 942	2 642	3 420	3 468	3 456	3 688	4 725	81
dont frais de personnel	1 951	1 972	2 070	2 242	2 649	3 966	4 802	5 609	6 097	6 324	6 720	244
dont amortissements et provisions	3 032	3 205	3 411	3 568	3 940	4 675	5 543	4 874	5 334	5 796	7 237	139
dont autres charges d'exploitation	252	184	287	271	212	240	288	309	552	1 169	978	288
Divers (*)	248	801	319	775	786	515	566	1 152	6 861	446	248	-
Total coûts de distribution	8 093	7 567	7 886	8 200	8 958	11 007	13 486	15 412	22 301	17 424	19 908	146

*Source : Données fournies par Électricité de Mayotte. *Rémunération des capitaux investis, coûts des services systèmes, pertes, produits exceptionnels et recettes affectées.*

2.1.2. Le coût de production d'électricité est en forte hausse tendancielle et n'est pas couvert par une évolution parallèle des tarifs de l'électricité, générant une augmentation substantielle des charges de service public

La tendance de moyen long terme est celle d'une hausse significative des coûts du système électrique dans les ZNI (voir Graphique 1). Entre 2006 et 2015, les coûts de production d'électricité dans les ZNI ont ainsi augmenté de 121 %.

Graphique 1 : Évolution des coûts globaux de production d'électricité dans les ZNI entre 2006 et 2015 (M€).



Source : Mission, d'après données fournies par la CRE. Ces données ne comprennent pas Wallis-et-Futuna

Or cette augmentation n'est directement corrélée :

- ◆ ni avec l'évolution démographique sur la période, encore en hausse dans certains territoires, mais stabilisée sur la période dans d'autres :
 - la Corse, La Réunion, et surtout la Guyane, continuent de connaître un accroissement démographique relativement important : sur la période 2006-2014, les populations de La Réunion et de la Corse se sont accrues de respectivement 7,8 % et 10,2 %, la population guyanaise de 22,5 % ;
 - mais la population des Antilles est stable, voire en légère diminution (-3,47 % en Guadeloupe entre 2006 et 2014) ;
- ◆ ni avec l'évolution de la consommation totale, toujours tendanciuellement en forte hausse par rapport à la métropole en raison de l'évolution démographique et du rattrapage économique que connaissent ces territoires, même si ce taux de croissance diminue fortement depuis 2011. Ainsi (voir Tableau 6) :
 - la consommation électrique totale augmente sensiblement dans l'ensemble des territoires sur la période 2005-2015 : cette augmentation, la plus faible en Martinique (+ 11 %), est de l'ordre de 15 % à 20 % en Guyane, en Guadeloupe et à La Réunion, de 35 % en Corse et culmine à 65 % à Mayotte. En comparaison, l'augmentation sur la même période de la consommation électrique en métropole est d'environ 6 % ;

Rapport

- mais cette augmentation diminue sensiblement à partir de 2010 : alors qu'en 2010, le taux de croissance annuel de la consommation est supérieur à 3 % dans tous les territoires d'outre-mer à l'exception de la Martinique, atteignant par exemple 6,3 % en Guadeloupe et 5,3 % en Guyane, il est inférieur à 2 % dans tous les territoires en 2012, à la seule exception de La Réunion (2,2 %). Entre 2010 et 2015, la consommation baisse largement en Corse (-11 %), en Guyane et en Martinique.

Tableau 6 : Évolution de la quantité d'électricité livrée au réseau dans les zones non interconnectées (GWh)

	2005	2010	2015	Évolution 2005-2010 (%)	Évolution 2010-2015 (%)	Évolution 2005-2015 (%)
Corse	1 620	2 186	1 950	+20,32	-10,80	+34,90
Guadeloupe	1 501	1 730	1 759	+20,93	+1,68	+17,19
Guyane	713	830	793	+11,25	-4,43	+16,41
Martinique	1 301	1 444	1 411	+8,45	-2,29	+10,99
La Réunion	2 058	2 467	2 657	+29,11	+7,71	+19,87
Mayotte	156	258	262	+67,88	+1,71	+65,06

Source : Mission, d'après données contenues dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

Cette augmentation n'est pas couverte par une augmentation parallèle des tarifs appliqués : tarifs résidentiels et coûts de production en ZNI divergent largement, augmentant respectivement de 9,2 % et de 116,6 % entre 2007 et 2015 (Tableau 7), ce qui entraîne inmanquablement une divergence croissante entre les coûts et les recettes de production sur la période (Graphique 2) : alors que les recettes de production couvraient encore environ 35 % des coûts en 2007, elles en représentent moins de 25 % en 2015.

Il s'ensuit une nette augmentation des charges de solidarité avec les ZNI entre 2005 et 2015 (voir Tableau 8) :

- elles ont doublé entre 2005 et 2011 et plus que triplé sur l'ensemble de la période, augmentant de 232 % ;
- la part de ces charges correspondant au périmètre financé depuis 2015 par le budget général a quasiment triplé sur la période, augmentant de 189 %.

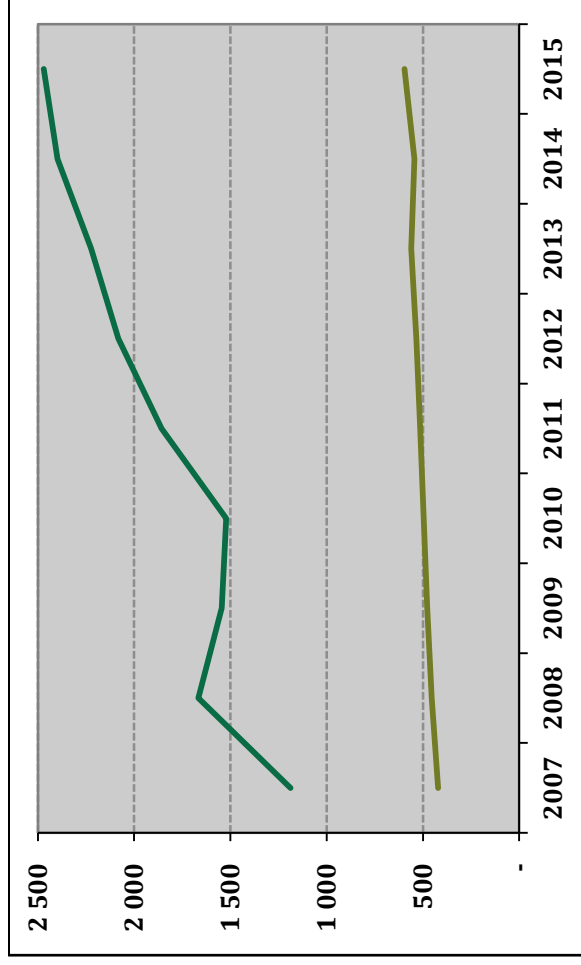
Leur part dans les charges de service public de l'énergie diminue néanmoins sur la période, passant de 40 % à 28 % environ (soit une diminution d'environ 30 %), du fait de l'augmentation plus rapide encore des coûts de production en métropole.

Tableau 7 : Évolution du niveau moyen tarifs réglementé résidentiels dits « bleus » et des coûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Évolution 2007-2015 (%)
Tarifs « bleus » (€ /MWh)	96,3	94,8	96,6	97,1	97,6	97,2	99,4	102,0	105,1	+9,2
Coûts de production totaux (M€)	1 188,3	1 666,5	1 545,0	1 522,5	1 857,5	2 082,2	2 223,5	2 397,8	2 573,7	+116,6

Source : Données fournies par la Commission de régulation de l'énergie. Les tarifs sont exprimés en euros constants 2016.

Graphique 2 : Évolution des coûts et recettes de production d'électricité dans les ZNI entre 2007 et 2015 (M€).



Source : Mission, d'après données fournies par la CRE.

Tableau 8 : Historique d'évolution du montant des charges de solidarité avec les zones non interconnectées (ZNI) et des charges de service public de l'électricité entre 2005 et 2016

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solidarité avec les ZNI (périmètre financé depuis 2015 par le budget)	557,0	652,3	747,4	878,2	1 010,9	969,8	1 198,3	1 296,7	1 422,1	1 584,0	1 609,5	1 460,0
Solidarité avec les ZNI (périmètre financé depuis 2015 par le budget et le compte d'affectation spéciale)	564,2	661,5	762,2	897,2	1 033,3	1 018,3	1 315,9	1 508,6	1 665,1	1 838,0	1 871,2	1 753,6
Service public de l'énergie (électricité)	1 403,1	1 574,3	1 989,5	1 838,8	2 661,6	2 654,5	3 569,2	4 830,1	5 265,7	6 037,0	6 609,1	7 432,9
Part de la solidarité avec les ZNI financée par le budget (%)	39,7	41,4	37,6	47,8	38,0	36,5	33,6	26,8	27,0	26,2	24,4	19,6
Part de la solidarité avec les ZNI (%)	40,2	42,0	38,3	48,8	38,8	38,4	36,9	31,2	31,6	30,4	28,3	23,6

Source : Annexe 7, délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017.

Rapport

Entre 2015 et 2017, la part des charges de solidarité avec les ZNI financée par le budget général connaît une baisse conjoncturelle liée aux variations d'hydraulicité en Guyane qui n'invalide pas la tendance générale (voir Tableau 9). Elle marque le retour à une hydraulicité normale après une forte diminution et correspond donc à un moindre recours aux moyens de production thermique au profit des installations hydrauliques, dont les coûts de production sont moins élevés. Le maintien des cours du pétrole à un niveau relativement bas permet également de contenir l'évolution des surcoûts liés à l'utilisation du parc thermique.

En revanche, sur la même période 2015-2017, la part des contrats d'achat d'électricité issue d'énergies renouvelables sous régime d'obligation d'achat financés par le CAS augmente, tandis que celle de ces mêmes contrats hors obligation d'achat est en très forte hausse relative (+280 %).

Tableau 9 : Évolution des charges de service public de l'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) entre 2015 et 2017 (M€)

Charges	2015	2016	2017	Évolution 2015-2017 (%)
Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat (budget général)	697,6	663,2	633,7	-9,16
Contrats d'achat d'électricité hors énergies renouvelables (budget général)	911,9	796,8	720	-21,04
Énergies renouvelables sous contrat de gré-à-gré (budget général)	7,0	10,7	26,6	+280
Total des charges de « solidarité avec les ZNI » financées par le budget général	1 616,5	1 470,7	1 380,3	-14,59
Énergies renouvelables sous obligation d'achat (compte d'affectation spéciale)	254,7	282,9	298,1	+17,03

Source : Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017, annexe 7.

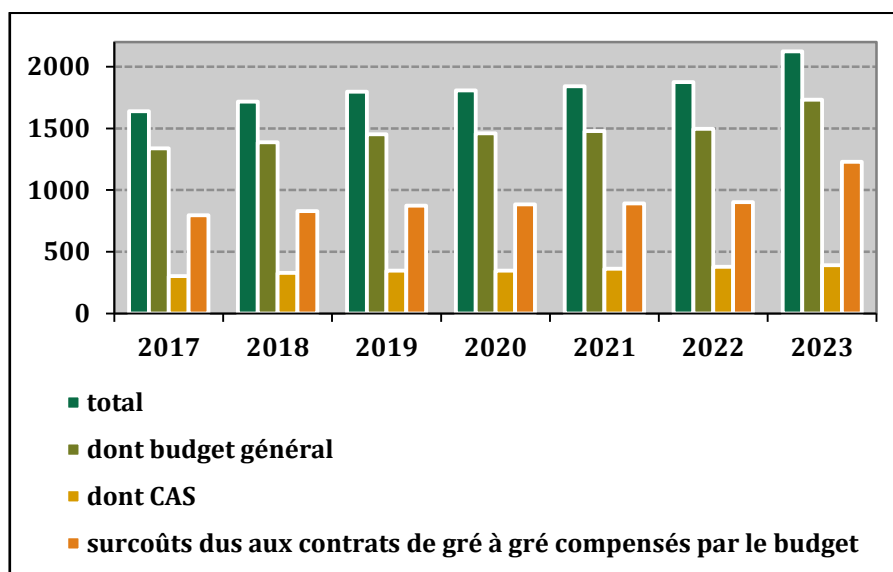
2.1.3. L'ensemble des prévisions disponibles montrent que la hausse des coûts des systèmes électriques se poursuivra à moyen terme et pèsera principalement sur le budget général

L'ensemble des prévisions disponibles montre que la hausse des coûts du système électrique a vocation à se poursuivre.

En tenant compte des investissements prévus par les PPE, EDF SEI anticipe ainsi une augmentation des charges de solidarité avec les ZNI sur son périmètre d'environ 30 % à horizon 2023, cette évolution concernant chacune des enveloppes (budget général et compte d'affectation spéciale, voir Graphique 3). Elle prévoit en outre une augmentation des coûts de production compensés en raison de l'application de la nouvelle règle de priorité d'appel. Elle évalue ainsi à 112 M€/an la substitution de la production électrique à base de charbon par de la biomasse en ZNI, soit une hausse de 7 % des charges de service public dans les ZNI et à 1 005 M€/an la substitution de la production électrique à base de fioul par du bioéthanol, soit 63 % des charges de service public dans les ZNI³⁴.

³⁴ EDF insiste également sur le bouleversement que le brouillage des signaux tarifaires entraînerait pour les mécanismes visant à piloter l'évolution de la consommation électrique dans les ZNI, notamment les actions de maîtrise de la demande d'énergie.

Graphique 3 : Projection de l'évolution du montant des charges de service public de l'électricité entre 2017 et 2023 (M€)



Source : Mission, d'après projections d'EDF SEI (sur la base des prix de marché fin 2016). Ces données concernent le périmètre d'activités d'EDF SEI, à l'exception d'EDM et EEWWF.

D'après les estimations dont dispose la CRE :

- ◆ les projets en cours d'instruction devraient générer à court terme, en euros constants, plus de 100 à 120 M€ annuels de charges de service public supplémentaires financés par le budget, auxquels il faudrait ajouter les surcoûts liés à la mise en service de la centrale du Vazzio, en Corse, encore non estimés ;
- ◆ les avenants aux contrats existants résultant de la mise en conformité avec les normes européennes, en l'occurrence les nouvelles obligations réglementaires en matière d'émissions de NOx et SOx résultant de la transposition de la directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles (directive dite « IED »), ainsi que de la gestion des sous-produits de combustion (SPC), devrait générer jusqu'à 2030 un renchérissement annuel de plus de 40 M€ des charges de service public financées par le budget.

Enfin, la CRE estime à un peu plus de 10 M€ les charges de service public annuelles générées par l'extension du dispositif de péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna en 2020, avec une montée en charge progressive à partir de 2017. À horizon 2023, sous réserve de la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique fixés par l'ordonnance du 12 mai 2016, l'intégralité des charges liées à ce territoire seront financées par le budget.

Parmi les principaux projets qui, s'ils sont réalisés, contribueront, à court ou moyen terme, au renchérissement des charges de service public de l'électricité, figurent :

- ◆ la construction d'une turbine à combustion au bioéthanol à La Réunion, qui doit venir se substituer à une part de la production au fioul³⁵, et qui a été approuvée. Si aucun autre projet de construction ou de conversion de centrales existantes n'a été soumis à la CRE, l'inscription de ces projets dans les PPE laisse anticiper la présentation de projets nouveaux à plus ou moins longue échéance ;

³⁵³⁵ La centrale fonctionnera à 80 % au bioéthanol et 20 % au fioul jusqu'à 800 heures par an ; au-delà, la production se fera exclusivement au fioul.

Rapport

- ◆ la conversion de centrales fonctionnant à la bagasse et au charbon en centrales biomasse, envisagée notamment dans la PPE guadeloupéenne, qui prévoit la substitution de 65 MW de puissance au charbon par de la biomasse à la centrale du Moule en 2023. Un avenant a déjà été approuvé par une délibération de la CRE du 2 octobre 2014 concernant une centrale d'Albioma. D'autres avenants similaires sont à attendre ;
- ◆ le remplacement d'ici 2023 en Guyane des capacités de production de la centrale Dégrad-des-Cannes par une centrale thermique d'une puissance de 120 MW en mesure de fonctionner au fuel léger ou au gaz naturel associée à une installation photovoltaïque sans stockage d'une puissance de 10 MW. La PPE de Guyane chiffre les investissements cumulés nécessaires (hors infrastructures d'approvisionnement en gaz) à 700 M€ à horizon 2023 ;
- ◆ le projet d'alimentation de la Corse par gaz naturel liquéfié prévu dans la PPE de Corse à horizon 2023, pour un surcoût estimé à 581 M€ par rapport aux investissements de production jugés nécessaires, chiffrés à 394 M€³⁶. Ce projet prévoit :
 - une infrastructure d'alimentation de la Corse en gaz, composée d'un terminal flottant de stockage et regazéification de 40 000 m³ de gaz naturel liquéfié, situé au large de Lucciana, et de navires méthaniers de petite capacité permettant de transporter le gaz à partir de terminaux existants en Méditerranée ;
 - la conversion au gaz de la centrale et de la turbine à combustion de Lucciana ;
 - un cycle combiné gaz à Ajaccio d'une puissance d'environ 250 MW fonctionnant au fioul léger et sa conversion au gaz lorsque l'infrastructure d'alimentation sera prête ;
 - un ouvrage de transport de gaz reliant la centrale de Lucciana et le cycle combiné d'Ajaccio ;
- ◆ le projet de géothermie dans la zone Caraïbes, en partenariat avec la Dominique, est inclus dans la PPE de Guadeloupe, qui prévoit la réalisation d'études à horizon 2023 ; la CRE envisage la réalisation de ce projet à l'issue de cette période ;
- ◆ le projet de climatisation par eau de mer ou SWAC (*sea-water air conditioning*) à La Réunion, c'est-à-dire la construction d'un réseau de production de froid à partir d'eau de mer profonde, venant en substitution de dispositifs de climatisation électrique. L'étude économique associée à la PPE de La Réunion chiffre l'investissement nécessaire à 150 M€, mais n'évalue pas les coûts d'exploitation de telles installations. D'après la CRE, la publication d'une méthodologie de calcul de la compensation pour les gros projets de MDE en juin 2015³⁷ devrait permettre aux porteurs de projets d'élaborer un plan d'investissement et le projet devrait être réalisé dans les prochaines années. La PPE précise toutefois qu'il sera nécessaire de considérer des mesures alternatives à ce projet en matière d'énergies renouvelables ou de maîtrise de la demande, sans précision ultérieure ;
- ◆ l'exploitation de l'énergie thermique des mers, dont certains projets ont été mis à l'étude, mais dont la mise en œuvre à court ou moyen terme reste très hypothétique, compte tenu du caractère encore immature de la technologie et de ses coûts élevés.

³⁶ Le scénario dit « au fil de l'eau » comprend le renouvellement à l'identique de la centrale du Vazzio à Ajaccio et des turbines à combustion de Lucciana pour un coût estimé à 394 M€, ainsi que le renouvellement et des investissements dans les infrastructures liés aux réseaux électriques pour un montant de 440 M€, soit un montant total de 834 M€ à horizon 2023 par rapport à 2015. Au projet d'alimentation au gaz s'ajoute le projet de renouvellement et d'augmentation des capacités de la station de conversion, pour un coût estimé à 50 M€.

³⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

En outre, les coûts liés au démantèlement des centrales thermiques d'EDF SEI ou des centrales fonctionnant sous régime de contrat de gré à gré arrivant en fin de vie viendront alourdir à court terme les charges de service public de l'électricité.

Pour être complet, il faut évoquer aussi plusieurs projets de mines d'or en Guyane qui pourraient faire augmenter significativement la consommation d'énergie en cas de raccordement au réseau électrique. D'après la PPE de Guyane, le projet le plus avancé appellerait une puissance de base de 20 MW et les deux projets suivants 20 MW et 10 MW supplémentaires. Il s'agit de puissances qui dépassent très largement celles des industries présentes dans l'ensemble des ZNI : seul le centre spatial guyanais, considéré comme un tout, appelle une puissance de l'ordre de 20 MW, mais pour une somme d'installations très diverses. Selon les projections du Medef Guyane, le besoin de puissance électrique associé aux mines pourrait aller jusqu'à 70 MW en 2025. Or un seul projet de 20 MW (consommant 160 GWh par an) représenterait pour la péréquation un coût supplémentaire d'au minimum 30 M€ par an (étant précisé que cet ordre de grandeur dépend fortement des cours du combustible).

L'augmentation de l'ensemble de ces coûts pèsera principalement sur le budget général, dans la mesure où les installations correspondantes feront l'objet de contrats de gré à gré. Le budget général sera d'autant plus sollicité que la répartition des dépenses d'achat d'électricité entre le programme 345 du budget général et le CAS selon la nature juridique des contrats et non selon que la production d'électricité est issue d'énergies renouvelables ou non, conduit à des transferts de charges du CAS vers le budget général :

- ◆ si les producteurs ayant bénéficié d'un contrat sous le régime de l'obligation d'achat concluent un second contrat d'achat (les premiers contrats de gré à gré de ce type sont en cours d'instruction à la CRE à la date de la mission) ;
- ◆ s'il est fait un plus grand recours aux contrats de gré à gré dans le domaine des énergies renouvelables, comme le recommande la CRE en raison du faible niveau de la concurrence dans les ZNI et de la méconnaissance des coûts dans certaines filières.

En outre, les objectifs de transition énergétique et l'insertion des énergies intermittentes dans le réseau imposent des investissements spécifiques, par exemple dans des adaptations du réseau, des moyens de stockage, des actions de maîtrise de la demande d'énergie, qui sont financés en tout ou partie par le budget. Inversement, on peut s'attendre à ce que l'augmentation des énergies renouvelables dans le mix électrique des îles permette de limiter le recours aux installations thermiques et, de ce fait, réduire les charges de combustibles qui constituent le principal facteur de coût variable.

Au total, la CRE estime à 74 % la part des charges de la décennie à venir qui sont liées à des installations existantes ou à des décisions d'investissement déjà prises, ce qui témoigne de l'absence de flexibilité du tendanciel.

2.2. La hausse des coûts résulte de choix de politique énergétique coûteux qui n'ont pas été soumis à une évaluation de leur pertinence économique au regard des alternatives existantes

2.2.1. Les objectifs de politique énergétique semblent fixés en dehors de toute considération économique

L'objectif d'autonomie énergétique fixé à horizon 2030 pour les départements d'outre-mer et à horizon 2050 pour la Corse et le territoire des îles Wallis-et-Futuna n'a fait l'objet d'aucune étude de faisabilité ni étude d'impact économique permettant *a minima* de garantir la soutenabilité de cette trajectoire à moyen terme.

Or l'atteinte de l'autonomie électrique dépend fortement de la capacité à développer une production locale à partir de sources d'énergie stables et pilotables, capacité elle-même fortement dépendantes des spécificités géographiques locales. C'est le cas, par exemple, de l'Islande qui dispose d'importantes capacités géothermiques et hydroélectriques et dont le potentiel énergétique est largement supérieur aux besoins d'une population limitée (320 000 habitants) : l'île est autonome du point de vue électrique et se rapproche de l'autonomie énergétique (86,8 % de la consommation d'énergie primaire totale du pays provenait d'énergies renouvelables en 2014). *A contrario*, dans la petite île espagnole d'El Hierro, qui parvient à assurer une fourniture d'électricité issue à 100 % d'énergies renouvelables sur des laps de temps limités (une semaine environ), la production est assurée à titre principal par une centrale hydro-éolienne composée de cinq éoliennes et de deux bassins installés en montagne à deux niveaux différents permettant d'assurer un stockage d'énergie (11,32 M de puissance installée pour l'ensemble) ; quelques installations photovoltaïques (0,03 MW) et éoliennes (0,18 MW) complètent la production issue d'énergies renouvelables. Il n'est toutefois pas possible de se passer de la centrale thermique fonctionnant au fioul (11,18 MW de puissance installée), qui garantit la sécurité d'approvisionnement. Ce choix de politique énergétique a un prix : les coûts complets du système électrique de cette petite île (10 600 habitants l'été, 8 000 l'hiver) s'élèvent à 643€/MW, soit le triple, environ, des coûts moyens de production constatés dans les autres îles espagnoles et plus du double des coûts moyens de production des ZNI françaises.

Les premières estimations par EDF SEI des investissements nécessaires à la réalisation de cet objectif à partir des scénarios d'évolution prévus dans les PPE de chaque territoire confirment que :

- ♦ les possibilités d'atteindre cet objectif varient fortement en fonction des territoires : elles sont par exemple relativement fortes en Guyane, compte tenu du poids actuel des énergies renouvelables (55 % en 2016) et du potentiel local (biomasse, hydraulique, ensoleillement), mais faibles en Guadeloupe et en Martinique. Dans ces territoires, dépasser la part d'énergies renouvelables qui permettrait d'atteindre les objectifs de la PPE (respectivement 70 % et 55 %) impliquerait, outre le développement des cultures énergétiques, de développer la production photovoltaïque et d'importantes capacités de stockage. Or les possibilités en la matière sont limitées par la faible disponibilité des surfaces nécessaires à leur déploiement ;
- ♦ la mise en œuvre de cet objectif génère, en plus de surcoûts attendus à horizon 2023 du fait de la réalisation des PPE, des charges supplémentaires de service public pouvant aller d'une dizaine de M€ par an en Guyane si l'on y développe une filière de biocarburant, à plusieurs centaines de M€ dans les autres territoires ;
- ♦ cette orientation implique des arbitrages qui ont des conséquences financières importantes et qui n'ont pas été réalisés à ce stade : par exemple, en Guyane, l'alternative consiste à développer une filière de bio-carburant pour alimenter la nouvelle centrale de Dégrad-des-Cannes, dont la mise en service est prévue en 2023 ou d'augmenter de façon importante les installations photovoltaïques et les capacités de stockage, ce qui rendrait superflue la nouvelle centrale, dont le coût d'investissement est estimé à quelque 60 M€.

Quant à l'autonomie énergétique, qui implique de convertir à l'énergie électrique à la fois le transport et les autres besoins aujourd'hui couverts par d'autres sources d'énergie (résidentiel, tertiaire et industriel), elle imposerait d'augmenter la production de 20 % à 35 % pour la conversion à l'électricité du seul transport routier et de 30 % à 50 % pour la conversion de l'ensemble des moyens de transports. Nonobstant le défi de la faisabilité pratique, qui n'est pas encore démontrée à ce stade, les charges supplémentaires seraient de l'ordre de plusieurs centaines de M€ par an.

2.2.2. Les investissements prévus à la date de la mission sont coûteux et n'ont pas été soumis à une évaluation de leur pertinence économique au regard des alternatives existantes

Les investissements prévus à la date de la mission (voir *supra* § 2.1.3), dont certains sont coûteux, n'ont pas été soumis à une évaluation de leur pertinence économique au regard des alternatives existantes. C'est le cas par exemple du projet d'alimentation de la Corse au gaz naturel liquéfié évoqué plus haut. Le rapport du Conseil général de l'économie et du Conseil général de l'environnement et du développement durable sur l'approvisionnement en gaz naturel de la Corse d'octobre 2016³⁸, qui réévalue le coût du projet dans une fourchette de 880 à 1930 M€ en fonction des options retenues, a montré que le choix d'un approvisionnement reposant sur la construction d'un gazoduc ne reposait pas sur une analyse comparée des différents modes possibles d'approvisionnement énergétique de la Corse :

- ◆ un approvisionnement de l'île à partir de deux points d'arrivée du gaz constitués de deux méthaniers en deuxième vie ancrés au large des deux centrales, rendrait inutile la construction du gazoduc, particulièrement dommageable pour l'environnement local, et permettrait à la fois de réduire les coûts et d'assurer l'approvisionnement dans des délais plus courts ;
- ◆ au-delà de cette question d'optimisation du projet, la modernisation des liaisons électriques existantes avec le continent italien permettrait de renoncer à la construction des centrales correspondantes, de bénéficier de la politique de développement des énergies vertes menée au niveau européen, d'améliorer le bilan carbone de l'île et d'éviter les dommages environnementaux liés à la construction du gazoduc.

D'une façon générale, les PPE n'ont donné lieu qu'à des évaluations économiques peu précises, dépendant principalement des éléments fournis par EDF. Si les investissements et les charges supplémentaires pour la CSPE qu'elles induisent font le plus souvent l'objet d'évaluations chiffrées dans un rapport annexé, aucun acteur du système n'est en mesure, à la date de la mission, d'évaluer leur impact sur les coûts complets du système électrique, c'est-à-dire y compris les coûts d'investissement dans le réseau et dans les services systèmes (hors réserve primaire, prise en compte dans le dimensionnement des parcs) ou encore les coûts échoués liés à une moindre utilisation des centrales thermiques existantes. La programmation des investissements dans les moyens de production est notamment largement dissociée de la programmation des investissements dans le réseau, alors que les premiers déterminent largement les seconds. En outre, ni les PPE, ni les rapports annexés ni les documents fournis à la mission et les nombreux entretiens qu'elle a menés avec les différents acteurs n'ont permis de restituer de scénario alternatif permettant de procéder à des comparaisons de coûts, ni pour le mix électrique dans son ensemble, ni pour les options prises au titre de la couverture des besoins estimés par le gestionnaire de réseau. De la même façon, il n'a pas été possible de trouver trace de discussions sur le dimensionnement optimal du parc thermique au regard des moyens de production à partir d'énergies renouvelables installés ou prévus et des possibilités offertes par le stockage ou le pilotage de la demande.

³⁸ « L'approvisionnement en gaz naturel de la Corse », rapport CGEDD n° 010736-01 et CGE n°2016/18/CGE/SG établi par M. Jean-Philippe Duranthon, M. Charles Heilbronner, M. Jean-François Sorro et M. Christian Tardivon, octobre 2016.

2.2.3. Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé fixé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées est élevé et indépendant des conditions d'investissement

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer (Mayotte, Guyane, La Réunion, Guadeloupe et Martinique), dans les collectivités d'outre-mer avec régime d'identité législative (Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon) et en Corse est fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées³⁹. Pour les investissements réalisés avant cette date, ainsi que pour ceux qui concernent les îles bretonnes et l'île de Chausey, le taux de 7,25 % utilisé pour la rémunération des capitaux investis avant la publication de l'arrêté continue à s'appliquer.

Ces taux s'appliquent à la rémunération :

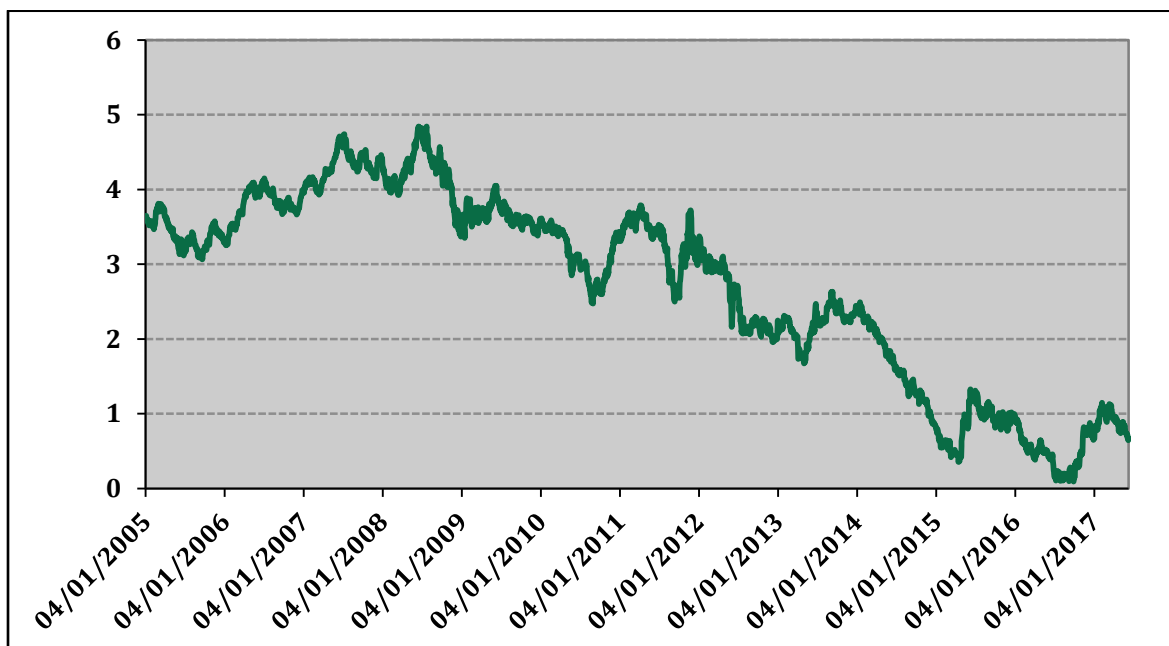
- ◆ du capital immobilisé (y compris les coûts de raccordement), voir *infra* ;
- ◆ de la partie du besoin en fonds de roulement correspondant aux stocks stratégiques de combustible, de pièces de rechanges et de consommables. La valeur du stock stratégique est évaluée par la CRE au cas par cas, en fonction des spécificités de l'installation. Le besoin en fonds de roulement est indexé chaque année sur la base de l'évolution d'un panier d'indices reflétant la nature des coûts de ses composantes ;
- ◆ des dépenses de gros entretien et renouvellement.

Ils sont indépendants de l'évolution des taux de refinancement sans risque et n'ont pas été réajustés depuis 2006, malgré l'évolution à la baisse des obligations assimilables du Trésor (voir Graphique 4).

En outre, alors qu'ils sont conçus pour « *garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental* », selon les termes de la loi du 13 juillet 2005, ces taux sont fixés indépendamment du territoire de réalisation des investissements. Ils ne permettent pas de prendre en compte les contraintes géographiques spécifiques de chaque territoire ni la nature des technologies mises en œuvre.

³⁹ Conformément à la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, article 56. Ce taux doit permettre de « *garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental* ».

Graphique 4 : Évolution des taux des obligations assimilables du Trésor à 10 ans entre 2005 et 2017



Source : Mission d'après les données de la Banque de France.

À la date de la mission, l'assiette d'investissement qui donne lieu à rémunération a été redéfinie par la CRE, de façon à en réduire le périmètre. Depuis la délibération du 23 avril 2015, l'assiette concernée est en effet :

- ◆ nette de la provision pour aléas, car la CRE considère que le taux de rémunération élevé doit permettre de rémunérer l'ensemble des risques des porteurs de projet ;
- ◆ nette du coût des emprunts : les intérêts intercalaires, en particulier, ne sont pas compensés et ne font pas partie de l'assiette donnant lieu à rémunération ;
- ◆ minorée des avantages fiscaux et des subventions dont le projet bénéficie, indépendamment de la date à laquelle ces avantages sont perçus.

Cette assiette donne lieu à une révision au cours de l'année de mise en service, au cours de laquelle le porteur de projet transmet à la CRE le bilan prévisionnel des décaissements des investissements, leur bilan réel et les éléments justifiant les écarts éventuels par rapport à la prévision. Lorsque le montant réellement investi (hors coûts de raccordement⁴⁰) est inférieur à 95 % du montant initialement prévu, la différence est soustraite de l'assiette. Tout dépassement est en revanche à la charge du producteur.

Dans la pratique, le taux de rémunération des capitaux immobilisés doit permettre aux producteurs de couvrir :

- ◆ les coûts du montage du projet, le coût du décalage de leur rémunération entre leurs engagements financiers et la mise en service de l'installation, ainsi que, le cas échéant, la perception différée des avantages fiscaux déduits de l'assiette de rémunération ;

⁴⁰ Les coûts de raccordement sont réputés résulter d'une mauvaise estimation du gestionnaire de réseau et restent à la charge de ce dernier.

- ◆ les risques liés à un éventuel renchérissement non compensé de leurs charges d'exploitation sur la durée du contrat, la compensation de ces augmentations de charges étant subordonnée à une appréciation de la CRE du caractère significatif de leur impact sur le taux de rendement du projet dans le cadre de l'activation de la « clause de revoyure »⁴¹ ;
- ◆ d'éventuels effets à la baisse sur leur prime fixe des mécanismes incitatifs portant sur la disponibilité des installations et de leur production : sont prévus en effet, pour les fournisseurs historiques, un dispositif de malus imputés sur le montant de leur prime fixe en cas de non-respect de leurs engagements contractuels en la matière et, pour les producteurs tiers, un régime de bonus/malus et de pénalités.

Si ces mesures limitent *de facto* la rentabilité des projets, elles conduisent les producteurs à privilégier les installations « clefs en main », plus onéreuses, mais pour lesquelles ils ne supportent aucun risque de chantier (à titre d'illustration, Albioma, d'après les informations fournies à la mission, évalue entre 5 % à 7 % le coût des aléas sur un projet de 100 M€). En outre, du fait des mécanismes incitatifs portant sur la disponibilité des installations et de leur production évoqués plus haut, les producteurs ne sont pas incités à ajuster la qualité et les spécificités de leurs équipements aux besoins, mais à rechercher, autant que possible, à garantir une performance élevée en termes de disponibilité, y compris, le cas échéant, au prix d'un surinvestissement.

Au total, malgré les ajustements apportés par la CRE, le taux de rémunération de 11 % apparaît élevé eu égard aux conditions d'investissement, qui comportent la garantie du rachat de la production sur toute la durée de la centrale et une compensation intégrale des coûts de production. À titre de comparaison, l'aide octroyée à une installation électrique située dans une zone insulaire en Espagne, dont les paramètres sont fixés par décret royal, ne fait pas l'objet de contrats ; elle est conçue pour assurer au producteur, compte tenu des caractéristiques de l'installation et des revenus qu'il doit retirer de la commercialisation de sa production, une rémunération jugée « raisonnable » établie en référence au taux des obligations gouvernementales à 10 ans augmenté de 200 points de base pour les installations thermiques (soit 7,39 % à la date de la mission) et 300 points de base pour les installations de production à partir d'énergies renouvelables, ces taux étant réajustés tous les six ans.

2.3. L'éclatement des responsabilités entre décideurs publics conduit à un faible pilotage par l'État de l'économie en transition des systèmes électriques des zones non interconnectées

2.3.1. Programmation et responsabilité budgétaire sont dissociées, notamment du fait des compétences particulières des collectivités

L'économie des charges de service public de l'électricité dans les ZNI se caractérise par une dissociation entre la détermination des objectifs et les choix d'investissement d'une part et la responsabilité budgétaire d'autre part.

Comme mentionné plus haut, les objectifs de politique énergétique semblent fixés par le Parlement indépendamment de toute considération économique et aucune trajectoire chiffrée n'a été produite.

⁴¹ Paragraphe 1.9 de la délibération du 23 avril 2015.

Les collectivités territoriales des ZNI définissent avec l'État la programmation pluriannuelle de l'énergie pour leur ressort, mais ne partagent pas la responsabilité budgétaire des investissements et des coûts qui découlent des choix opérés. Or elles peuvent avoir des intérêts divergents de l'optimum d'efficacité et d'efficience du système électrique, liés par exemple à l'enjeu d'emploi local ou à leur dépendance financière à l'octroi de mer, dont le rendement repose largement sur les importations de combustibles fossiles.

Bien plus, elles exercent dans certains cas une compétence en matière d'énergie ou de fiscalité sans être associée au financement d'éventuels renchérissements des coûts du service public de l'électricité générés par leurs décisions.

Ainsi, la Martinique et la Guadeloupe ont bénéficié à leur demande de l'habilitation législative en matière d'énergie⁴². Conformément à l'article 73 de la Constitution, les conseils régionaux sont habilités à prendre des mesures relevant du domaine de la loi en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables. La PPE de Guadeloupe évoque 29 délibérations prises à ce titre entre 2009 et 2013 ; celle de Martinique évoque une quinzaine de décisions depuis 2011. L'impact sur les charges de service public de l'électricité de ces décisions n'a pas été évalué.

La compétence fiscale dont disposent Saint-Barthélemy, Saint-Martin, mais aussi Saint-Pierre-et-Miquelon, peut aussi créer un effet d'aubaine pour ces collectivités si les taxes locales qu'elles décident de créer sont, de fait, supportées uniquement par les entreprises locales de fourniture d'électricité et font l'objet d'un remboursement au titre de la compensation des charges de service public, sans aucune répercussion sur les tarifs de vente.

Le problème s'est déjà posé pour l'octroi de mer, taxe applicable en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à la Réunion, qui peut avoir une variante locale sur la même assiette à l'initiative des collectivités : cette taxe avait pour effet d'éloigner sensiblement les coûts de production dans ces territoires de ceux de la métropole. En conséquence, la loi du 2 juillet 2004 a prévu que, par exception au principe de péréquation tarifaire, les montants de l'octroi de mer et de l'octroi de mer régional peuvent être répercutés dans le prix de vente de l'électricité⁴³.

S'agissant du territoire des îles Wallis-et-Futuna, qui dispose aussi de la compétence fiscale, une disposition spécifique a été introduite dans l'ordonnance du 12 mai 2016 pour prévenir les effets d'aubaine de ce type. Elle dispose que : « *Le montant des taxes sur les produits énergétiques collectés par le territoire des îles Wallis et Futuna ayant un impact sur les coûts de production de l'électricité est répercuté sur le prix de vente de l'électricité* ».

⁴² Cette habilitation leur a été conférée par les lois n° 2009-594 du 27 mai 2009 relative au développement économique des outre-mer et n° 2011-884 du 27 juillet 2011 relative aux collectivités territoriales de Guyane et de Martinique, puis par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ces habilitations ont été prorogées de droit, conformément aux dispositions de l'article LO 4435-6-1 du code général des collectivités territoriales, par délibération des conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique datant respectivement des 22 janvier et 26 mai 2016.

⁴³ Article 46 de la loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 relative à l'octroi de mer : cette disposition est conçue comme une dérogation à l'article 6 de la loi n° 75-622 du 11 juillet 1975 relative à la nationalisation de l'électricité dans les départements d'outre-mer dispose que « *les tarifs de vente de l'énergie électrique en haute tension ou en basse tension dans les départements d'outre-mer seront progressivement alignés sur ceux de la métropole, l'unification totale devant être réalisée dans un délai maximum de sept années* ». Une telle dérogation était déjà prévue dans le second alinéa de l'article 11 de la loi n° 92-676 du 17 juillet 1992 relative à l'octroi de mer.

Dans ce contexte, Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont dans une situation juridique particulière. Alors qu'elles faisaient autrefois partie de la Guadeloupe, ces collectivités ont été constituées en collectivités d'outre-mer autonomes, régies par l'article 74 de la Constitution et par la loi organique du 21 février 2007⁴⁴. Cette loi organique leur confère la compétence en matière d'énergie respectivement à partir de 2007 pour Saint-Barthélemy et de 2012 pour Saint-Martin. Elle leur confère aussi une compétence particulière en matière d'impôts, de droits et de taxes. Le transfert de compétence est organisé comme suit :

- ◆ les dispositions législatives et réglementaires intervenues dans les domaines de compétence de ces collectivités avant l'entrée en vigueur des dispositions de la loi organique de 2007 peuvent être modifiés ou abrogés par les autorités locales selon les procédures prévues par la même loi organique ; à défaut, elles restent en vigueur ;
- ◆ les dispositions législatives et réglementaires prises dans le domaine de compétence de ces collectivités après l'entrée en vigueur des dispositions de la loi organique de 2007 ne sont pas applicables de plein droit. Si toutefois des dispositions législatives sont prises dans ces matières, elles s'appliquent de fait, sauf si les collectivités en contestent le fondement juridique selon la procédure décrite aux articles LO 6213-5 et LO 6313-5, qui implique la saisine du Conseil constitutionnel pour constat et l'abrogation expresse, par la collectivité, de la disposition législative en question pour procéder à l'édiction formelle d'une nouvelle disposition.

Dans les faits, aucune de ces deux collectivités n'a pris de mesure relative au domaine de l'énergie. Elles bénéficient de fait du système de compensation des charges de service public tel qu'il a évolué depuis l'entrée en vigueur des dispositions de la loi organique. En revanche, l'article L. 141-5 du code de l'énergie ne prévoit pas que ces territoires fassent l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie co-construite avec l'État et il n'en est pas fait mention dans l'exercice de programmation nationale. Les seuls documents prospectifs existants sont les bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande établis chaque année par EDF SEI, qui modélisent l'évolution de la consommation et prévoient les besoins en puissance installée à structure d'offre constante.

L'État ne prend donc pas part à la définition de la politique énergétique que les charges de service public de l'énergie contribuent en grande partie à financer, pour un coût évalué par EDF à environ 25 M€ pour Saint-Barthélemy et 53 M€ pour Saint-Martin. En outre, à la date de la mission, aucun suivi fin des charges de service public générées par ces territoires n'est assuré : ni EDF, ni la CRE ne disposent d'une vision fine de ces charges, dont les données sont toujours traitées de façon agrégée avec celles de la Guadeloupe dans la comptabilité d'EDF.

A contrario, l'extension aux îles Wallis et Futuna des bénéfices de la péréquation tarifaire par l'ordonnance du 12 mai 2016 a été justifiée par la confirmation de la pleine compétence de l'État en matière d'énergie sur ces territoires et la fixation d'objectifs spécifiques en matière de transition énergétique. Elle a été suivie par l'élaboration d'une programmation pluriannuelle de l'énergie publiée le 7 mars 2017.

⁴⁴ Loi organique n° 2007-223 du 21 février 2007 portant dispositions statutaires et institutionnelles relatives à l'outre-mer.

2.3.2. Les moyens de pilotage font défaut, en raison des contraintes de régulation du secteur, du manque de moyens de la Commission de régulation de l'énergie et d'une relation peu maîtrisée avec les producteurs

La mise en œuvre de la transition énergétique conduit, dans un premier temps, à une désoptimisation des systèmes électriques : l'hybridation des moyens de production engendre des difficultés spécifiques d'équilibrage des réseaux et la création de surcapacité de production se traduit par une utilisation dégradée des centrales thermiques dont la puissance unitaire des moteurs n'est pas prévue pour un usage de semi-pointe⁴⁵.

Les progrès technologiques devraient toutefois conduire à une évolution rapide des solutions et de leurs coûts. À terme, la logique de cette évolution conduit à un système où la fourniture d'électricité est assurée par des moyens de production renouvelables associés à des dispositifs de stockage, à des coûts largement inférieurs à leurs coûts actuels, et où les moyens de production thermique, associés eux-aussi à des dispositifs de stockage, ne sont utilisés qu'en secours, comme producteurs en dernier ressort, avec une rémunération adaptée.

Or le cadre de régulation du secteur électrique dans les ZNI se caractérise par une grande rigidité structurelle, peu adaptée au caractère évolutif des coûts et des modèles économiques.

L'intensité capitalistique de la production impose d'assurer aux investisseurs une stabilité juridique qui, en France, passe par une contractualisation sur la base de modalités de compensation fixes avec les producteurs sur l'ensemble de la durée de vie des installations, soit entre 20 et 40 ans. Le renouvellement du parc thermique initié à partir de 2006 a ainsi créé une nouvelle génération de centrales thermiques, dont la durée de vie court jusqu'à 2040 ou 2050.

En conséquence :

- ◆ la forte baisse des coûts de production issue des énergies renouvelables n'a que peu ou pas d'impact à court ou moyen terme sur les coûts de production d'électricité ;
- ◆ les spécifications imposées aux producteurs évoluent d'un appel d'offre à l'autre pour tenir compte des évolutions technologiques dans le domaine des énergies renouvelables et des retours d'expérience de l'insertion de ces énergies dans les réseaux, ce qui génère une hybridation croissante et durable des systèmes électriques, facteur d'instabilité sur les réseaux et d'inefficience ;
- ◆ les investissements nouveaux dans des moyens de production renouvelables diminuent la rentabilité des installations thermiques existantes.

À la date de la mission, les contrats ne prévoient pas de possibilité de moduler les conditions de compensation établies *ex ante* ni d'associer les producteurs à un objectif de maîtrise des charges par des dispositifs incitatifs. La délibération de la CRE du 23 avril 2015 a introduit un léger coin dans ce principe pour les contrats de gré à gré en prévoyant la tenue d'audits quinquennaux des coûts de production et l'ajustement consécutif de la compensation en fonction des coûts constatés. Ce dispositif, qui incite à la maîtrise des charges, mais pas à leur diminution, ne s'appliquera qu'aux nouveaux contrats, ainsi qu'aux contrats en cours qui seront modifiés par avenant.

⁴⁵ La CRE a mis en évidence ce phénomène par exemple à La Réunion en 2015 : la centrale de Port Est d'EDF PEI fonctionne ainsi à 85 % en mode dégradé, ce qui génère des coûts de démarrage et de modulation financés par les charges de service public et une usure prématurée dont la CRE a estimé l'impact financier des conséquences qu'elles a constatées à 1,8 M€ annuels à la charge du producteur (voir le « rapport sur la mission de la CRE à Mayotte et à la Réunion », juillet 2015).

L'évolution des coûts dépend aussi largement des objectifs fixés par les PPE, lesquelles peuvent donner lieu à des jeux d'acteurs largement indifférents à l'optimum économique (voir *supra*). Or ces programmations sont d'autant plus contraignantes qu'elles comportent un dispositif permettant aux collectivités locales de solliciter auprès du ministre de l'énergie l'organisation d'appels d'offre locaux quand les objectifs ne sont pas remplis.

Enfin, la mise en œuvre des objectifs de la transition énergétique peut conduire à financer au titre des charges de service public de l'électricité des coûts indépendants du secteur électrique, comme les coûts de structuration des filières de biomasse locale ou de recyclage des déchets, ou encore des mesures de soutien à l'économie locale.

La CRE cherche à adapter ses modes d'action pour pallier les défauts du système : elle modifie ses méthodologies dans le cadre de son pouvoir réglementaire supplétif, comme lors de la délibération du 23 avril 2015, et s'emploie à renforcer ses compétences et des capacités d'expertise technico-économiques indépendantes des fournisseurs historiques pour contribuer à la rationalité économique des choix de politiques énergétiques.

Toutefois, ses avis sont à caractère consultatif et ne sont qu'un des éléments pris en compte par les pouvoirs publics, qui intègrent d'autres types de préoccupations, comme en témoigne par exemple l'absence de suite donnée aux avis formulés sur la priorité d'appel instaurée au profit des énergies renouvelables⁴⁶ ou à ceux portant sur l'opportunité de promouvoir les installations de stockage couplées aux installations photovoltaïques non gérées par le gestionnaire de réseau⁴⁷.

En outre, elle n'est pas en mesure, à la date de la mission, de produire des scénarios alternatifs chiffrés pour alimenter efficacement les débats liés au choix du mix énergétique. Elle pâtit encore d'un manque de connaissance des coûts de production et des coûts du système électrique en général, ainsi que d'une forte asymétrie d'information et de moyens avec les producteurs d'une part et les gestionnaires de réseau d'autre part.

La relation avec les producteurs d'électricité est peu équilibrée, en raison :

- ◆ de la petite taille des marchés et du manque de concurrence ;
- ◆ de la méconnaissance du détail des coûts de production et de réseau ainsi que de leurs évolutions ;
- ◆ de la domination des fournisseurs historiques gestionnaires de réseau.

2.3.3. La fonction de producteur exercée par le gestionnaire de réseau conduit à une confusion des rôles dommageable pour la légitimité de son expertise et la confiance des différents acteurs

L'évolution à moindres coûts du système électrique liée à la transition énergétique et à la montée en charge des énergies renouvelables repose largement sur des choix opérés sur la base de l'expertise du gestionnaire de réseau et sur la transparence des données sur lesquelles ils s'appuient :

- ◆ bilans prévisionnels de l'offre et de la demande ;

⁴⁶Voir l'article L. 322-10-1 du code de l'énergie créé par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, ratifiée par la loi n°2017-227 du 24 février 2017. La CRE s'est exprimé dans deux délibérations portant avis, respectivement du 2 juin 2016 sur le projet d'ordonnance et du 16 mars 2016 sur le projet de décret d'application.

⁴⁷ Voir la délibération de la CRE du 27 octobre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de techniques de conversion du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100 kWc et situées dans les zones non interconnectées et celle du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

Rapport

- ◆ dispositions assurant la sécurité du réseau et des installations (adaptation des infrastructures, des codes réseaux et des règles ou outils d'exploitation) ;
- ◆ estimation de l'évolution des coûts liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité ;
- ◆ arbitrage entre le recours aux installations thermiques et l'installation de dispositifs de stockage pour assurer les services systèmes ;
- ◆ dimensionnement du parc thermique nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement, etc.

Or l'absence de séparation entre la fonction de producteur et celle de gestionnaire de réseau conduit à une confusion des rôles dommageable pour la confiance des différents acteurs et source d'inefficience et d'inefficacité, comme la mission a pu le mesurer lors des différents entretiens qu'elle a menés. L'impartialité du gestionnaire de système dans l'établissement et les conditions de mise à disposition des données utiles et dans la production d'expertise fait l'objet de doutes légitimes, aux motifs principaux que :

- ◆ ils ont une maîtrise des besoins et des coûts des systèmes électriques qu'ils n'ont pas intérêt à partager ;
- ◆ ils ont intérêt à optimiser la rentabilité de leur propre parc, le cas échéant au détriment des évolutions prévues, freinant ainsi de fait l'adoption de solutions qui permettraient de les réaliser à moindres coûts. Si la mission n'a pas eu l'occasion de faire un constat objectif de ce biais, les différents acteurs rencontrés le lui prêtent, ce qui suffit à créer un défaut de confiance préjudiciable à l'écosystème.

En outre, la situation fausse le rapport du gestionnaire de réseau avec les producteurs tiers peu enclins à partager leurs données avec d'éventuels concurrents.

Par exemple, s'agissant des moyens de stockage, la place prépondérante du gestionnaire de réseau dans l'identification des besoins (services systèmes, capacités d'inertie, lissage de la production intermittente, etc.), alors qu'il est lui-même porteur de projets, peut conduire les développeurs de technologies ou de projets désireux de proposer leur solution à se demander si les solutions qu'il a déjà explorées lui-même ne bénéficieront pas d'un accès facilité au dispositif. Les options de stockage centralisé qu'il privilégie sont mises en regard de l'intérêt qu'il pourrait avoir à conserver les moyens de préserver autant que possible la rentabilité des centrales thermiques qu'il gère, directement ou via sa filiale EDF PEI. En outre, à la date de la mission, les développeurs de technologies et de projets dépendent du gestionnaire de système pour évaluer la pertinence économique de leurs propositions, ce qui suscite des réticences légitimes relatives au secret industriel vis-à-vis d'un concurrent potentiel et en position de force.

3. Recommandations de la mission

3.1. À organisation constante, les marges de manœuvre financières à court et moyen termes, limitées, sont à rechercher principalement dans des mesures de périmètre et un réexamen des décisions d'investissement

3.1.1. Le périmètre de la péréquation tarifaire doit être clarifié

3.1.1.1. *Le périmètre de la péréquation tarifaire doit être clarifié en suivant le principe selon lequel le financeur participe à la décision*

Le bénéfice de la péréquation tarifaire, dont le coût est financé par les charges de service public, doit respecter le principe selon lequel le financeur participe à la décision. En conséquence, la situation juridique des territoires de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy doit être clarifiée, d'autant que d'importants investissements sont à prévoir dans ces territoires d'ici 2023⁴⁸. L'alternative consiste :

- ♦ soit à l'exclusion de la péréquation tarifaire, dont ils bénéficient sans base juridique claire ; l'économie générée pour le budget général, sur la base des coûts enregistrés en 2015, serait alors de près de 78 M€ ;
- ♦ soit à attribuer la compétence en matière d'énergie à l'État, le cas échéant de façon provisoire, sous réserve de l'exercice de leur compétence par les collectivités (qui les exclurait de fait du bénéfice de la péréquation tarifaire). L'exercice de cette compétence par l'État doit être associé à la détermination des objectifs de politique énergétique et à l'élaboration, en association avec les collectivités, d'une programmation pluriannuelle de l'énergie. Si l'attribution de la compétence en matière d'énergie à l'État implique de modifier les dispositions des articles LO 6214-3 et LO 6314-3 du code général des collectivités territoriales, une variante *a minima* consisterait à introduire dans l'article L. 141-5 du code de l'énergie un alinéa précisant que les dispositions relatives aux PPE s'appliquent à ces collectivités tant qu'elles n'ont pas exercé leur compétence en matière d'énergie.

D'une façon plus générale, l'État doit être associé à toute décision prise par un territoire au titre d'une compétence en matière d'énergie qui aurait des conséquences en termes de charges de service public, afin qu'il puisse la valider *ex ante*. Une solution consisterait à modifier l'article L. 121-6 du code de l'énergie de façon à exclure de la compensation les dépenses liées à des décisions non validées. Un dispositif de cofinancement de ces actions par les collectivités concernées pourrait, le cas échéant, être prévu.

⁴⁸ EDF prévoit : à Saint-Barthélemy, un besoin à court terme de 5 MW supplémentaire de puissance électrique installée pour répondre à la demande et la mise en service de 15 à 20 MW de nouveaux groupes entre 2018 et 2023 du fait du déclassement d'un groupe thermique chaque année ; à Saint-Martin, la mise en service d'environ 30 MW de nouveaux groupes à horizon 2021 du fait du déclassement des groupes thermiques de la centrale d'EDF. Ces prévisions sont antérieures au passage dévastateur du cyclone Irma le 6 septembre 2017.

Enfin, l'exercice d'une compétence fiscale par des collectivités bénéficiant de la péréquation tarifaire - en l'occurrence Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon - devrait s'inscrire dans le cadre d'une clause légale du type de celle qui est prévue par l'ordonnance du 12 mai 2016 relative aux îles Wallis et Futuna qui permet de répercuter sur le prix de vente de l'électricité – déterminé par arrêté ministériel après avis de la CRE - le montant des taxes sur les produits énergétiques collectées par le territoire ayant un impact sur les coûts de production de l'électricité. Cette clause pourrait être conçue, comme l'article 46 de la loi 2 juillet 2004 permettant de répercuter les montants de l'octroi de mer et de l'octroi de mer régional dans le prix de vente de l'électricité, comme une dérogation à l'article 6 de la loi n° 75-622 du 11 juillet 1975 relative à la nationalisation de l'électricité dans les départements d'outre-mer.

Proposition n° 1 : Clarifier les compétences en matière d'énergie des collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy : le bénéfice de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doit aller de pair avec l'exercice de la compétence énergie par l'État, la fixation au niveau national d'objectifs de politique énergétique et l'élaboration conjointe par l'État et les collectivités concernées d'une programmation pluriannuelle.

Proposition n° 2 : L'État doit être associé à toute décision prise par une collectivité territoriale au titre d'une compétence en matière d'énergie dès lors qu'elle a des conséquences en termes de charges de service public, qu'il doit valider.

Proposition n° 3 : L'exercice d'une compétence fiscale par les collectivités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doit s'inscrire dans le cadre d'une clause légale prévoyant la possibilité de répercuter sur le prix de vente de l'électricité le montant des taxes collectées par ces territoires dès lors qu'elles ont un impact sur les coûts de production de l'électricité.

3.1.1.2. L'opportunité du bénéfice des tarifs réglementés de vente à certaines installations industrielles en ZNI doit être étudiée au cas par cas

Dans le cas des projets d'installations minières de Guyane évoqués plus haut, l'Autorité environnementale, dans l'avis rendu sur le projet initial de PPE de la Guyane, relève que « *si l'un ou plusieurs de ces projets devaient se réaliser et être connectés au réseau public d'électricité, bénéficiant ainsi des tarifs résultant de la péréquation, la subvention implicite qui serait ainsi offerte au projet minier serait d'une telle ampleur qu'elle serait de nature à modifier substantiellement la probabilité de réalisation dudit projet et celles d'autres projets dont l'équilibre reposerait aussi sur la péréquation* »⁴⁹.

Or comme le rappelle la CRE dans son rapport sur la Guyane de février 2017, si l'énergie est souvent perçue comme un levier de croissance économique dans les ZNI, y compris en raison des revenus liés à la compensation des charges de service public de l'électricité, les coûts imputés à la péréquation nationale des tarifs n'ont pas vocation à couvrir d'autres activités que celles dont l'objectif est, à titre principal, la production d'électricité.

La réalisation de ces projets d'ampleur, identifiés par la CRE, voir par l'Autorité environnementale, doit donc faire l'objet *ex ante* d'une étude économique et environnementale approfondie, analysant le rapport coûts avantages du raccordement au réseau électrique des installations et un traitement au cas par cas, prévoyant, le cas échéant, des solutions aménagées, doit pouvoir être envisagé.

⁴⁹ Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Guyane (973) pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023, p. 11.

Rapport

En l'occurrence, l'économie générée pour les charges de services publics par une décision de non raccordement du projet de mines en Guyane peut être estimée à 60 M€ à 90 M€ annuels en fonction de la puissance installée et du prix des combustibles. Le bénéfice des tarifs réglementés de vente, voire l'hypothèse de leur raccordement au réseau électrique, doivent être revus au regard des charges de service public générées, des bénéfices locaux attendus et des alternatives existantes. En cas de décision de raccordement, toute solution d'aménagement du droit commun doit pouvoir être envisagée, comme la possibilité d'une participation substantielle de l'industriel aux coûts de raccordement par un aménagement du barème, le réinvestissement dans des projets d'électrification d'une partie des bénéfices tirés de la péréquation tarifaire, voire celle d'une exclusion du bénéfice des tarifs réglementés de vente.

Une adaptation des dispositions légales relatives au droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution (article L. 111-91 du code de l'énergie) et au bénéfice des tarifs réglementé de vente dans les ZNI (article L. 337-8 du code de l'énergie) devrait permettre des traitements au cas par cas des projets générant des charges de service public jugées manifestement excessives.

Proposition n° 4 : Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le raccordement au réseau électrique des installations industrielles générant des charges de service public manifestement excessives doit faire l'objet d'une étude économique et environnementale approfondie, mettant en évidence les charges de service public générées, les bénéfices locaux attendus et les alternatives existantes. Un traitement au cas par cas doit être privilégié et, en cas de décision de raccordement, toute solution d'aménagement du droit commun doit pouvoir être envisagée.

3.1.2. Les investissements prévus devraient être systématiquement revus au regard de leurs coûts par rapport aux objectifs de politique énergétique et des alternatives existantes

Les investissements prévus à la date de la mission, mais qui n'ont pas encore fait l'objet d'un contrat avec les porteurs de projets devraient être systématiquement revus au regard de leurs coûts par rapport aux objectifs de politique énergétique et des alternatives techniques existantes pour répondre à ces objectifs. C'est le cas par exemple, à la date de la mission, du projet d'approvisionnement de gaz en Corse (880 à 1930 M€ en fonction des estimations), du projet de SWAC à La Réunion (150 M€) ou encore des projets d'énergie thermique marine et, d'une façon plus générale, de tout investissement dans des moyens de production thermique.

Proposition n° 5 : Les investissements prévus dans les programmations pluriannuelles de l'énergie à la date de la mission qui n'ont pas encore fait l'objet d'une contractualisation avec les porteurs de projets devraient être systématiquement revus au regard de leurs coûts par rapport aux objectifs de politique énergétique et des alternatives techniques existantes pour répondre à ces objectifs.

3.1.3. D'autres économies sont à rechercher dans une révision du taux de rémunération des capitaux investis, un investissement accru dans l'efficacité énergétique et le pilotage de la demande et une adaptation de la règle de priorité d'appel

3.1.3.1. Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées devrait être indexé sur les taux de refinancement sans risque et rendu modulable

Comme le taux de rémunération de la base d'actifs régulés qui représente la valeur des actifs possédés par Réseau de transport d'électricité (RTE), le taux de rémunération avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les ZNI devrait tenir compte :

- ◆ du taux sans risque du marché représenté par les obligations d'État ;
- ◆ du supplément de rémunération demandé par les investisseurs obligataires par rapport au taux sans risque ;
- ◆ ainsi que de la rémunération des capitaux propres compte tenu d'un facteur risque déterminé :
 - par territoire, au regard des contraintes locales de production, des technologies utilisées et, le cas échéant, des conditions locales de concurrence ;
 - éventuellement modulable par filière, compte tenu par exemple des contraintes d'approvisionnement propres à chaque modèle de production ou du caractère plus ou moins risqué des projets dans des filières qui ne bénéficient pas toujours de retour d'expérience ⁵⁰.

Ce taux devrait être réajusté à pas de temps fixe, tous les six ans par exemple, et l'assiette des capitaux concernés devrait être définie avec précision pour stabiliser l'horizon d'investissement. Les principes de détermination de ce taux pourraient ainsi être uniformisés dans l'ensemble des ZNI.

La fixation de ce taux pourrait être confiée :

- ◆ soit à la DGEC, dans le cadre ainsi défini ;
- ◆ soit à la CRE, comme c'est le cas pour le taux de rémunération de la base d'actifs régulés qui représente la valeur des actifs possédés par RTE⁵¹, ce qui nécessite un ajustement des dispositions légales du code de l'énergie encadrant ses compétences.

Confier cette responsabilité à la CRE correspond à la logique de ses responsabilités et s'inscrit dans le mouvement, déjà largement engagé, de renforcement de ses compétences relatives aux ZNI.

⁵⁰ À titre de parallèle, l'arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI prévoit que la CRE évalue le coût normal et complet d'un projet d'action de MDE en appliquant, par défaut, un taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé de 11 %, modulable dans la fourchette de 6 % à 16 % à partir de l'analyse de l'étude risque fournie par le porteur de projet, qui justifie et quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux de 11 %.

⁵¹ Voir les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie qui encadrent les compétences de la CRE en matière de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Si cette mesure devrait conduire à court terme à fixer un taux nettement inférieur au taux de 11 % actuellement en vigueur dans certains territoires, compte tenu des taux de refinancement sans risque à la date de la mission, sa portée ne doit pas être surestimée. Sauf à remettre en question les contrats existants, ce qui serait juridiquement et financièrement hasardeux, comme en témoignent les procès intentés à l'État espagnol suite à la remise en question des contrats conclus avec les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables, cette mesure ne concernera qu'une assiette restreinte, compte tenu des capacités existantes, si bien que l'économie générée sera faible. En outre, elle fera dépendre les charges des aléas futurs des conditions de refinancement, à la hausse comme à la baisse.

Proposition n° 6 : Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être fixé par la Commission de régulation de l'énergie en tenant compte :

- ◆ **du taux sans risque du marché représenté par les obligations d'État ;**
- ◆ **du supplément de rémunération demandé par les investisseurs obligataires par rapport au taux sans risque ;**
- ◆ **ainsi que de la rémunération des capitaux propres compte tenu d'un facteur risque déterminé :**
 - **par territoire, au regard des contraintes locales de production, des technologies utilisées et, le cas échéant, des conditions locales de concurrence ;**
 - **éventuellement modulable par filière, compte tenu par exemple des contraintes d'approvisionnement propres à chaque modèle de production ou du caractère plus ou moins risqué des projets dans des filières qui ne bénéficient pas toujours de retour d'expérience.**

Ce taux devrait être réajusté à pas de temps fixe et l'assiette des capitaux concernés devrait être définie avec précision pour stabiliser l'horizon d'investissement.

3.1.3.2. L'investissement dans le pilotage de la demande et l'efficacité énergétique doit être renforcé

3.1.3.2.1. Le pilotage de la demande par les tarifs constitue un fort enjeu en termes de maîtrise de la demande et doit être mis en œuvre

La montée en charge des énergies renouvelables non pilotables, ainsi que l'augmentation de la consommation à la pointe dans les ZNI font du pilotage de la demande un enjeu majeur en termes de maîtrise des coûts de production. La CRE envisage de modifier la structure des grilles tarifaires appliquées en ZNI de façon à donner aux consommateurs des signaux économiques plus adaptés à l'évolution récente des parcs de production et aux évolutions de la consommation, ces caractéristiques différant d'un territoire à l'autre. Elle prévoit de construire des grilles tarifaires différentes pour chacune des ZNI, ce qui n'est pas le cas à la date de la mission, mais paraît tout à fait opportun.

Entre février et mars 2016, la CRE a soumis à consultation publique une proposition de méthodologie nouvelle pour la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité appliqués aux consommateurs des ZNI ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA⁵². Compte tenu des contraintes de comptage et des systèmes d'information, elle propose l'application de tarifs ainsi construits à partir de 2017, parallèlement au maintien des tarifs existants jusqu'au déploiement complet des compteurs dit « nouvelle génération », prévu en 2020, sans lesquels il n'est pas possible de modifier les plages horo-saisonnières de comptage. Les clients ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA, quant à eux, continueraient provisoirement de se voir appliquer les grilles tarifaires en vigueur en métropole continentale, jusqu'au déploiement complet des nouveaux compteurs, prévu en 2024.

La méthodologie proposée par la CRE pour l'élaboration des nouvelles structures tarifaires se fonde sur les courbes de consommation horaires relevées par les fournisseurs historiques pour chaque catégorie tarifaire considérée et l'établissement d'une chronique horaire de coûts marginaux de référence. L'écart entre les prix appliqués durant les différentes plages horo-saisonnières définies en métropole serait conservé, ce qui conduirait à des tarifs beaucoup plus contrastés qu'aujourd'hui, voire nuls à certains horaires.

Pour inciter les consommateurs à adapter leur consommation tout en réduisant les coûts dans ces territoires, la CRE propose de leur affecter 50 % du gain qui découle de cette adaptation, moyennant une baisse de leur facture, tandis que les 50 % restants viendraient en déduction des charges de service public.

La mise en œuvre de cette réforme tarifaire doit être poursuivie et son application étendue à toutes les grilles tarifaires au fur et à mesure de l'équipement en compteurs nouvelle génération. Pour que son efficacité soit garantie, elle devrait être articulée avec les caractéristiques figurant dans les appels d'offre relatifs aux installations photovoltaïques avec stockage, qui prévoient depuis 2015 une option d'injection en heure de pointe rémunérée. En outre, s'agissant des clients ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA, les nouveaux compteurs communicants devraient comporter des dispositifs de pilotage plus fins que celui qui est dicté par les seules plages horaires.

Proposition n° 7 : La réforme de la structure des grilles tarifaires appliquée dans le cadre des tarifs réglementés de vente dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental envisagée par la Commission de régulation de l'énergie à des fins de pilotage de la demande doit être mise en œuvre et appliquée à l'ensemble des tarifs au fur et à mesure de l'équipement en compteurs nouvelle génération.

3.1.3.2.2. La politique de maîtrise de la demande, largement initiée, gagnerait à être renforcée

EDF SEI estime à 30 % le potentiel de réduction de la consommation d'électricité dans tous les secteurs et quel qu'en soit l'usage grâce aux solutions techniques existantes.

⁵² Voir la consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental publiée par la CRE le 17 février 2016.

La publication par la CRE des méthodologies de valorisation des actions des projets d'infrastructures visant à la maîtrise de la demande en juin 2015⁵³ d'une part et des petites actions de maîtrise de la demande d'énergie⁵⁴ d'autre part devrait permettre à des porteurs de projets de soumettre des solutions.

Toutefois, s'agissant des projets d'infrastructure, la capacité des porteurs de projets à estimer la rentabilité économique repose en partie sur la publication par la CRE, à titre indicatif, des coûts marginaux de production de l'année cible par plages horo-saisonnières dans les différents territoires. Une première délibération a été rendue le 9 mars 2016 portant publication des coûts marginaux de production attendus en 2030. Une seconde délibération, mettant à jour la précédente, a été publiée le 9 mai 2017, comportant les coûts marginaux de production attendus en 2022 et en 2032. Or les deux délibérations font apparaître des coûts marginaux de production très différents, nettement plus faibles dans la seconde que dans la première. Deux raisons peuvent expliquer cette divergence :

- ♦ des projections de coûts de combustibles différentes : la première délibération était fondée sur les projections de l'Agence internationale de l'énergie, incluant un prix du CO₂, tandis que la seconde délibération prenait en compte les coûts variables des trois années précédentes corrigées d'un facteur d'inflation ;
- ♦ la différence de dimensionnement des parcs de production pris en compte, la seconde prenant en compte les moyens de production prévus dans les PPE alors publiées.

La méthodologie d'établissement de ces coûts marginaux de production doit être clarifiée. La détermination des projections à prendre en compte pour le prix des combustibles, ainsi que, le cas échéant, d'un coût du CO₂ spécifique aux ZNI, devrait faire l'objet d'une réflexion stratégique commune à l'ensemble des investisseurs publics et ne peut relever du seul pouvoir réglementaire supplétif de la CRE. À la date de la mission, le Commissariat général à l'investissement a engagé une réflexion en ce sens avec l'appui de France Stratégie⁵⁵. Pour rappel, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a mené périodiquement jusqu'en 2008 à l'échelle de la France des études de coûts de référence de la production électrique à moyen terme par filière, ayant pour objectif de comparer, dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières pour éclairer les futurs choix d'investissement. Les hypothèses normatives retenues, s'agissant des prix de combustibles, du taux d'actualisation et de la durée de vie économique des installations, étaient discutées dans le cadre d'une concertation regroupant entreprises, administrations, organisation et personnalités qualifiées.

La prise en compte du dimensionnement des parcs de production dans les calculs d'opportunité économique des investissements montre l'importance de ces données dans la programmation. La fixation d'objectifs en la matière dans les PPE doit donc s'appuyer sur des évaluations technico-économiques solides et des études d'impact et de faisabilité fiables.

⁵³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵⁵ Il ressort des premiers éléments informels de cette réflexion, fournis à la mission : 1. que les prix des hydrocarbures demeureraient durablement largement inférieurs aux prévisions de l'Agence internationale de l'énergie, du fait de la concurrence avec des moyens de production issue des énergies renouvelables dont les coûts sont en forte baisse ; 2. que la valeur tutélaire de carbone fixée serait trop faible pour permettre à la France de respecter ses engagements internationaux et devrait être revue à la baisse.

Pour assurer la confiance des porteurs de projets, il conviendrait en outre de prévoir la publication par le gestionnaire de réseau, sous le contrôle de la CRE, des coûts marginaux de production enregistrés en temps réel.

S'agissant des petites actions de MDE, la CRE encourage les collectivités territoriales, qui y sont le plus souvent impliquées, à constituer dans chaque territoire un comité territorial *ad hoc* avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), le fournisseur historique et la direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL). Ce comité serait chargé d'analyser les actions susceptibles d'être menées, de suivre les actions en cours et de dresser un bilan annuel de leurs résultats. La CRE se propose de dresser des cadres territoriaux de compensation à horizon de cinq ans en lien avec les travaux des comités territoriaux. Ces cadres sont nécessaires notamment pour gérer les situations de concurrence partielle entre deux actions (par exemple, l'isolation du bâti et l'amélioration de la performance des climatiseurs). L'enjeu de ce dispositif consiste à :

- ◆ limiter les effets d'aubaine potentiels dont pourraient bénéficier les collectivités territoriales ;
- ◆ coordonner les différents instruments d'aide publique de façon à optimiser leur effet conjoint pour promouvoir des solutions selon leur stade de maturité et le gain attendu en termes d'économie d'énergie ;
- ◆ déterminer le juste niveau de prime permettant de maximiser le volume des actions tout en maintenant un gain unitaire satisfaisant pour les charges de service compte tenu du principe introduit par la délibération du 2 février 2017 de rémunération dans la limite des charges de service public évitées⁵⁶ (à l'extrême, si l'action est rémunérée à due concurrence du montant de charges de service public évité, le gain est nul pour la collectivité)⁵⁷.

L'augmentation des investissements dans la maîtrise de la demande d'énergie dépend aussi de la capacité de la CRE à accompagner les porteurs de projets dans l'évaluation de la rentabilité économique de leur projet et à évaluer la pertinence des investissements sur le marché diffus. Cela implique de maîtriser des compétences nouvelles et de disposer d'une vision globale du système électrique indépendante de celle des fournisseurs historiques, notamment pour le calcul du coût normal et complet d'une action de MDE sur la durée de vie de l'équipement, ainsi que pour la détermination du niveau de prime « optimal ».

Proposition n° 8 : Pour encourager les investissements dans la maîtrise de la demande d'électricité en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, la méthodologie de détermination des coûts marginaux de production à l'horizon d'une année cible, et par plage horo-saisonnière, doit être clarifiée, notamment grâce à la détermination, sur la base d'une réflexion stratégique commune à l'ensemble des investisseurs publics, des projections à prendre en compte pour le prix des combustibles et, le cas échéant, pour un coût du CO2 spécifique aux zones non interconnectées. Parallèlement, le gestionnaire de réseau devrait, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, publier les coûts marginaux de production enregistrés en temps réel dans chaque territoire.

⁵⁶ Les aides historiques accordées par EDF SEI pour le soutien d'action de MDE sur le marché diffus ont toujours été de deux à quatre fois inférieures au montant des économies générées, garantissant un gain unitaire substantiel pour les charges de service public.

⁵⁷ Le dispositif aboutit néanmoins au paradoxe que l'accès à un service potentiellement rendu par l'électricité, comme l'eau chaude sanitaire, peut devenir moins onéreux en ZNI qu'en métropole.

3.1.3.3. Une adaptation des règles de priorité d'appel permettrait de limiter le risque d'un renchérissement des charges de service public

La priorité d'appel au profit des installations de production à partir de sources d'énergies renouvelables ne disposant pas de dispositif de stockage instituée par l'ordonnance du 3 août 2016 crée un risque de renchérissement des charges de service public, signalé par la CRE dans son avis sur le projet d'ordonnance rendu le 2 juin 2016⁵⁸. La CRE souligne en effet que :

- ◆ cette mesure aura pour effet d'augmenter le volume de production des installations fonctionnant aux énergies renouvelables non bénéficiaires de l'obligation d'achat, dont les coûts variables sont plus élevés que ceux des moyens de production fossiles ou de l'électricité importée. Si aucune installation n'est concernée à la date de la mission, ce pourrait être le cas des nouvelles centrales bagasse-biomasse, de la turbine à combustion au bioéthanol à la Réunion ou encore des centrales biomasse prévues dans les PPE, alimentées par des filières de biomasse locale encore non structurées ou de la biomasse importée. Le coût variable élevé de ces moyens de production conduirait alors à une augmentation des charges de service public (voir *supra* § 2.1.3 les estimations d'EDF) ;
- ◆ la modification de l'ordre d'appel des productions pourrait conduire aussi à ce que les prix de l'électricité en heures de pointe soient inférieurs aux prix de l'électricité en heures de basse consommation, alors que les moyens les plus chers continueraient d'être appelés pendant ces heures.

La mission fait siennes les recommandations de la CRE en la matière :

- ◆ une adaptation de ces règles devrait donner plus de latitude au gestionnaire de réseau pour s'adapter aux contraintes et coûts de systèmes électriques en forte évolution et lui permettre de tenir compte de la valeur locale de consommation des différents moyens de production (bagasse et déchets vs biomasse), des différences techniques entre différents types d'installations et des valeurs particulières qu'elles peuvent représenter pour le système, notamment selon qu'elles sont conçues pour des usages en base, en semi-pointe ou en pointe et utilisées comme telles.
- ◆ les dispositifs de stockage, amenés à se développer à court moyen terme du fait de l'évolution rapide des technologies et de leurs coûts, devraient aussi être pris en compte au titre de cette priorité lorsque leurs coûts marginaux de production sont inférieurs à ceux du parc.

Comme l'a relevé la CRE, l'alternative à un tel dispositif est de fixer une valeur du carbone spécifique aux ZNI et suffisamment élevée pour favoriser l'appel des installations issues d'énergies renouvelables.

⁵⁸ Délibération de la CRE du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. La CRE s'est exprimée dans le même sens dans l'avis rendu sur le décret d'application des dispositions de l'ordonnance : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 mars 2016 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L.322-10-1 du code de l'énergie créé par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Proposition n° 9 : La priorité d'appel instaurée au profit des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental par l'article 14 de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devrait être étendue aux dispositifs de stockage lorsque leurs coûts marginaux de production sont inférieurs à ceux du parc et adaptée pour permettre au gestionnaire de réseau de tenir compte de la valeur locale de consommation des différents moyens de production, des différences techniques entre les installations et des valeurs particulières qu'elles peuvent représenter pour le système selon l'usage qui en est fait.

3.1.4. Une meilleure maîtrise des coûts des systèmes électriques devrait être assurée grâce à une meilleure connaissance des coûts de production et à un renforcement de l'expertise technico-financière de la Commission de régulation de l'énergie

3.1.4.1. La connaissance des coûts de production dans les zones non interconnectées devrait être améliorée

La CRE devrait avoir pour mission de mener un audit complet des coûts de production de chacune des installations, voire des groupes de production situés dans les ZNI, selon des modalités définies conjointement avec la DGEC. Le résultat de cet audit gagnerait à être partagé et enrichi par une coopération avec les autres pays européens ayant des zones insulaires dont les réseaux ne sont pas interconnectés. En Espagne, par exemple, le ministère chargé de l'énergie a réalisé un audit complet des coûts de production de toutes les installations de production d'électricité sur le territoire espagnol, qui a donné lieu à une classification en 1 800 installations-type ; cette classification permet de calculer un coût prévisionnel théorique à partir duquel est évaluée la compensation à verser aux producteurs.

Le référentiel de coûts ainsi établi devrait être mis à jour à échéance régulière. Il constituerait la référence de la notion de « coût normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone » sur le fondement de laquelle sont calculés les surcoûts de production et d'achats compensés aux fournisseurs historiques⁵⁹. Il pourrait en outre servir de base à l'élaboration d'une régulation incitative à la maîtrise des coûts plus fine que l'ajustement périodique de la compensation aux coûts réels dont le principe a été introduit par la CRE en 2015 dans le cadre des contrats de gré à gré.

Proposition n° 10 : Un audit régulier des coûts de production par installation, voire par groupe de production, doit être mené dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le cas échéant enrichi par une coopération avec les autres pays européens disposant de zones équivalentes, pour établir des coûts de production de référence dans ces territoires.

⁵⁹ Voir le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

3.1.4.2. Le rôle, les moyens d'expertise et les compétences techniques de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux zones non interconnectées devraient être renforcés

Si la définition de la politique énergétique et de ses objectifs demeure de la pleine compétence de la DGEC, le rôle, les moyens d'expertise et les compétences techniques de la CRE relatives aux ZNI devraient être renforcés pour lui permettre d'assurer une véritable expertise technico-financière en matière d'investissement dans des moyens de production d'électricité et d'infrastructure de réseau en ZNI, le cas échéant en mobilisant des ressources extérieures, notamment issues du monde académique et de la recherche privée. Elle devrait notamment être en mesure :

- ◆ d'établir et de publier, le cas échéant avec l'Ademe, des scénarios prospectifs en terme de mix énergétique compte tenu des objectifs de politique énergétique et des contraintes économiques ;
- ◆ d'étudier l'opportunité économique des projets au regard de leur impact sur les coûts du système électrique au travers d'une série d'options, en fonction des contraintes locales de réseau et des retours d'expérience existant en France ou à l'international : interconnexions entre les îles, différents dispositifs de stockage, etc. ;
- ◆ de procéder à l'évaluation de la programmation pluriannuelle de l'énergie et de chaque investissement prévu au regard de son impact sur les coûts du système électrique insulaire et, le cas échéant, offrir des scénarios alternatifs ;
- ◆ de procéder à une contre-expertise du diagnostic du gestionnaire de réseau sur les besoins en matière de services systèmes et sur les moyens de les couvrir à moindres coûts ;
- ◆ d'assurer un suivi de la recherche et développement pour identifier les solutions matures du point de vue technologique qui deviennent rentables économiquement et produire régulièrement un état des lieux.

La CRE pourrait ainsi :

- ◆ nourrir utilement les travaux du comité de gestion des charges de service public dont l'instauration est prévue par l'article 5 de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 (codifié à l'article L. 121-28-1 du code de l'énergie) et auquel elle participe⁶⁰ ;
- ◆ représenter un tiers de confiance dans la relation entre le gestionnaire de réseau, acheteur unique, et les porteurs de projets tiers ;
- ◆ inciter EDF SEI à mener une politique de recherche et développement et d'innovation volontariste et de suivre ses travaux en la matière, comme elle le fait pour Enedis dans le cadre des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)⁶¹.

⁶⁰ La composition de ce comité a été fixée par le décret n° 2016-310 du 16 mars 2016 relatif au comité de gestion des charges de service public de l'électricité. Son secrétaire général est désigné par le ministre chargé de l'énergie au sein de la DGEC.

⁶¹ Voir la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines HTA et BT. La CRE publie tous les deux ans un rapport sur la politique d'innovation et de R&D conduite par Enedis, afin de donner aux acteurs du secteur de l'électricité une visibilité quant à la politique de recherche et d'innovation d'Enedis faisant l'objet d'un financement par le TURPE.

Proposition n° 11 : Le rôle, les moyens d'expertise et les compétences techniques de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doivent être renforcés pour lui permettre d'assurer une véritable expertise technico-financière à l'appui des décisions d'investissement en matière d'installations électriques dans ces zones, de représenter un tiers de confiance dans la relation entre les gestionnaires de réseau locaux et les porteurs de projets tiers et d'inciter les gestionnaires de réseau à mener des politique volontaristes de recherche et développement et d'innovation.

3.2. Dans une perspective plus ambitieuse, reprendre la maîtrise économique des systèmes électriques des zones non interconnectées impose de revoir l'organisation et le mode de pilotage de ces systèmes

3.2.1. Les perspectives d'accroissement de la concurrence dans les zones non interconnectées sont très restreintes

L'accroissement de la concurrence dans les ZNI devrait théoriquement permettre un ajustement à la baisse des coûts de production d'électricité. Les perspectives sont néanmoins fortement limitées par la taille des marchés concernés d'une part, par la position durablement dominante des fournisseurs historiques d'autre part.

Il conviendrait néanmoins, au prix d'une adaptation de l'article L. 311-10 du code de l'énergie, de recourir à des appels d'offres systématiques pour les investissements dans les moyens de production prévus dans les PPE (hors tarifs réglementaires), y compris les moyens de production thermique, quitte à ne pas les attribuer ou à négocier les conditions de rémunération si le nombre de candidats est trop limité. Les PPE pourraient prévoir le nombre d'appels d'offres qui seraient lancés pour répondre aux besoins identifiés, de façon à assurer, pour les investisseurs, une visibilité sur le dimensionnement des offres à venir.

Il serait aussi possible d'envisager, comme en Espagne, de limiter de façon réglementaire le poids des acteurs disposant d'une part de marché supérieure à 40 % en donnant priorité aux producteurs tiers lors de l'examen des offres et de l'attribution des appels d'offres sous réserve qu'ils en respectent les conditions. Cette mesure présente toutefois l'inconvénient de conduire à se priver de solutions qui pourraient être meilleures et mieux-disantes et de décourager à terme l'acteur dominant de maintenir sa compétence.

Proposition n° 12 : Il conviendrait de procéder systématiquement à des appels d'offres pour les investissements dans les moyens de production d'électricité prévus par les programmations pluriannuelles de l'énergie dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, en définissant le nombre de candidats minimal pour leur attribution sans négociation des conditions de rémunération. Les programmations pluriannuelles de l'énergie devraient alors prévoir le nombre d'appels d'offres qui seraient lancés pour répondre aux besoins identifiés.

3.2.2. Les dispositifs de compensation au titre des obligations de service public dans les zones non interconnectées doivent être conditionnés à une évaluation économique

Tout investissement dans des moyens de production envisagé dans les PPE devrait être soumis à une évaluation socio-économique et financière au regard de son impact sur les coûts des systèmes électriques et des alternatives envisageables et, le cas échéant, soumis à une expertise indépendante.

De telles mesures pourraient s'articuler avec le dispositif créé par l'article 17 de la loi de programmation des finances publiques pour les années 2012 à 2017⁶². Celui-ci dispose que les projets investissements civils financés par l'État et ses établissements publics sont soumis une « *évaluation socio-économique préalable qui a pour objectif de déterminer les coûts et bénéfices attendus du projet d'investissement envisagé* ». Dans ce cadre :

- ◆ tout projet d'investissement dont le financement par l'État et ses établissements publics atteint au moins 20 M€ hors taxe fait l'objet d'une déclaration annuelle à l'inventaire des projets d'investissement réalisé par le commissaire général à l'investissement ;
- ◆ si ce financement atteint 100 M€ hors taxe et représente au moins 5 % du montant total hors taxe du projet, le projet doit faire l'objet en outre d'une contre-expertise indépendante, puis d'un avis du commissaire général à l'investissement ;
- ◆ évaluations et contre-expertises sont transmises au Parlement.

Dans le cas des investissements dans des moyens de production d'électricité dans les ZNI, les PPE pourraient prévoir les projets qui, compte tenu des montants financiers en jeu, devront faire l'objet d'une expertise indépendante et dont la décision relèvera d'une compétence interministérielle.

En outre, le financement pourrait être plafonné au coût de la solution économiquement optimale permettant de répondre aux objectifs de politique énergétique, compte tenu de l'évaluation économique d'ensemble de la programmation. En cas de plafonnement de la participation de l'État, l'investissement pourrait être cofinancé par les collectivités territoriales, à charge pour celles-ci ou pour les producteurs de mobiliser les instruments de financement européens et internationaux.

Proposition n° 13 : Tout investissement dans des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être soumis à une évaluation socio-économique et financière au regard de son impact sur les coûts du système électrique et des alternatives envisageables dans le cadre des objectifs de politique énergétique.

Proposition n° 14 : Les programmations pluriannuelles de l'énergie pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devraient prévoir les projets qui, compte tenu des montants financiers en jeu, feront l'objet d'une expertise indépendante et dont la décision relèvera d'une compétence interministérielle.

Proposition n° 15 : Le financement par l'État des investissements dans des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être plafonné au coût de la solution économiquement optimale permettant de répondre aux objectifs de politique énergétique, compte tenu de l'évaluation économique d'ensemble de la programmation pluriannuelle de l'énergie. La mobilisation, à des fins de co investissement, des instruments de financement européens et internationaux par les collectivités territoriales ou par les producteurs devrait être favorisée.

⁶² Loi n° 2012-1558 du 31 décembre 2012 de programmation des finances publiques pour les années 2012 à 2017. Le dispositif créé par l'article 17 est précisé par le décret n° 2013-1211 du 23 décembre 2013 relatif à la procédure d'évaluation des investissements publics en application de l'article 17 de la loi n° 2012-1558 du 31 décembre 2012 de programmation des finances publiques pour les années 2012 à 2017.

3.2.3. La fonction de gestionnaire de réseau et d'opérateur de système dans les zones non interconnectées devrait être exclusive de toute fonction de production

La fonction de gestionnaire de réseau et d'opérateur de système dans les ZNI devrait être exclusive de toute fonction de production, de façon à clarifier les rôles, à sécuriser l'expertise réseau et à assurer la confiance des différents acteurs du système électrique, notamment celle des producteurs et des porteurs de projets tiers.

Plusieurs solutions sont possibles dans le cadre du maintien d'un acteur intégré assurant les fonctions de gestionnaire de réseau et opérateur de système, d'acheteur et de fournisseur unique, selon qu'EDF SEI continue d'assumer ces fonctions ou y renonce au profit d'un opérateur indépendant qui pourrait alors, par exemple, être rattaché à Enedis. Dans le cas où EDF SEI continuerait d'assumer ce rôle, celui-ci devrait être exclusif de toute fonction de production, ce qui impliquerait :

- ◆ d'isoler EDF SEI d'EDF, par exemple par filialisation ;
- ◆ de mener à son terme le mouvement de désengagement de l'activité productive initié lors de la création d'EDF PEI, en organisant par exemple la cession par EDF SEI de ses actifs de production à EDF PEI, voire à d'autres producteurs ;
- ◆ d'ouvrir le capital d'EDF PEI, de façon à assurer l'indépendance de la structure par rapport à EDF SEI, voire de céder la filiale à des tiers.

Ce processus lourd pourrait être organisé par étapes (séparation budgétaire, puis juridique), en tirant parti du retour d'expérience de la création en métropole de Réseau de transport d'électricité (RTE). Les coûts d'interface générés par la séparation des fonctions devraient en tout état de cause faire l'objet d'une évaluation précise, de façon à être optimisés.

Dans la nouvelle configuration, le gestionnaire du réseau demeurerait acheteur et fournisseur unique d'électricité. Il devrait avoir pour mission d'assurer l'optimisation économique du système électrique dans des conditions de sécurité optimales. Cette mission permettrait de supprimer la définition réglementaire du seuil d'insertion de l'électricité issue des énergies renouvelables intermittentes, au profit d'une gestion au cas par cas par le gestionnaire de réseau.

En outre, le rôle fort du gestionnaire de réseau devrait être réaffirmé dans l'identification des besoins pour répondre à la demande et assurer la sécurité des systèmes, ainsi que dans la fixation et la publication des prescriptions techniques permettant aux moyens de production, conventionnels comme renouvelables, d'assurer les services systèmes qu'ils sont en capacité d'assurer au meilleur coût.

Cette nouvelle organisation imposerait de clarifier parallèlement le rôle et les conditions de rémunération du producteur en dernier ressort, que jouerait la production thermique, et d'adapter ses conditions de rémunération.

L'alternative à cette réorganisation, évoquée plus haut - moins satisfaisante, mais plus légère - consisterait à renforcer suffisamment les capacités de contrôle et de contre-expertise de la CRE pour qu'elle puisse constituer un tiers de confiance dans la relation entre le gestionnaire de réseau, acheteur unique, et les producteurs et porteurs de projets tiers.

Proposition n° 16 : La fonction de gestionnaire de réseau et de pilotage du système électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être exclusive de toute fonction de production, indépendamment du maintien d'un acteur intégré assurant les fonctions de gestionnaire de réseau, d'acheteur et de fournisseur unique d'électricité.

Proposition n° 17 : Le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait avoir pour mission d'assurer la fourniture d'électricité en optimisant les coûts du système électrique dans des conditions de sûreté optimales. Son rôle fort devrait être réaffirmé dans l'identification des besoins pour répondre à la demande et assurer la sécurité des systèmes, ainsi que dans la fixation et la publication des prescriptions techniques permettant aux moyens de production, conventionnels comme renouvelables, d'assurer les services systèmes qu'ils sont en capacité d'assurer au meilleur coût.

Proposition n° 18 : Le rôle du producteur d'électricité en dernier ressort dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être défini et les conditions de sa rémunération adaptées au mode de fonctionnement qui en découle.

CONCLUSION

Compte tenu des coûts élevés de production de l'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le principe de la péréquation tarifaire conduit à une subvention des tarifs locaux de l'électricité à hauteur de quelque 80 % à la date de la mission, pour un coût annuel de près de 1,7 Md€ toutes charges comprises, soit environ un quart des charges de service public de l'énergie.

La mise en œuvre de la transition énergétique se traduit par d'importants investissements dans des moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ainsi que dans des adaptations des réseaux. Le coût de ces investissements se rajoute à celui des moyens de production thermique historiques, dont le fonctionnement est lui-même plus onéreux, car leur usage, du fait des surcapacités installées, n'est plus optimisé. Les coûts du système électrique sont donc en forte hausse depuis le milieu des années 2000 et ce tendanciel, particulièrement rigide du fait de l'intensité capitalistique du secteur et du cadre de régulation, devrait se poursuivre. Les évolutions de moyen long terme sont néanmoins fortement dépendantes de la capacité des systèmes à s'adapter à l'évolution des technologies et des modèles économiques, en transition rapide dans le secteur.

Il apparaît donc impératif à la mission que l'État se donne les moyens d'un pilotage fort de ces dépenses et singulièrement des choix de programmation, de façon à assurer la transition énergétique à moindres coûts.

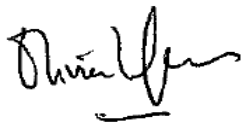
Il est nécessaire de procéder à une clarification du périmètre de la péréquation tarifaire, qui doit aller de pair avec l'exercice par l'État de la compétence en matière d'énergie. Les économies que l'on peut atteindre sur le tendanciel à court moyen terme sont restreintes. Elles sont principalement à rechercher dans une revue des investissements prévus à la date de la mission. Parallèlement, il est indispensable de s'assurer une meilleure maîtrise des coûts, *a minima*, par une meilleure connaissance des coûts et un renforcement de l'expertise technico-financière de la Commission de régulation de l'énergie.

À plus long terme et dans une perspective plus ambitieuse, reprendre la maîtrise économique du système électrique de ces territoires implique une clarification des rôles et des responsabilités des différents acteurs, notamment de celle du gestionnaire de réseau, qui devrait être exclusive de toute fonction de production, et une évaluation socio-économique et financière rigoureuse des décisions d'investissement dans le cadre d'une trajectoire de transition énergétique maîtrisée.

Rapport

À Paris, le 3 octobre 2017

Olivier LE GALL



Inspecteur général
des finances

Jean-Philippe DURANTHON



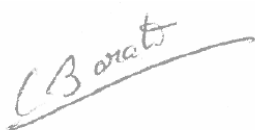
Inspecteur général de l'administration
du développement durable

Gilles BELLEC



Ingénieur général des mines

Charlotte BARATIN



Inspectrice des finances

Maxime GERARDIN



Ingénieur des ponts,
des eaux et des forêts

Julian MICHELET
Assistant de mission

Synthèse des recommandations

Proposition n° 1 : Clarifier les compétences en matière d'énergie des collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy : le bénéfice de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doit aller de pair avec l'exercice de la compétence énergie par l'État, la fixation au niveau national d'objectifs de politique énergétique et l'élaboration conjointe par l'État et les collectivités concernées d'une programmation pluriannuelle.

Proposition n° 2 : L'État doit être associé à toute décision prise par une collectivité territoriale au titre d'une compétence en matière d'énergie dès lors qu'elle a des conséquences en termes de charges de service public, qu'il doit valider.

Proposition n° 3 : L'exercice d'une compétence fiscale par les collectivités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doit s'inscrire dans le cadre d'une clause légale prévoyant la possibilité de répercuter sur le prix de vente de l'électricité le montant des taxes collectées par ces territoires dès lors qu'elles ont un impact sur les coûts de production de l'électricité.

Proposition n° 4 : Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le raccordement au réseau électrique des installations industrielles générant des charges de service public manifestement excessives doit faire l'objet d'une étude économique et environnementale approfondie, mettant en évidence les charges de service public générées, les bénéfices locaux attendus et les alternatives existantes. Un traitement au cas par cas doit être privilégié et, en cas de décision de raccordement, toute solution d'aménagement du droit commun doit pouvoir être envisagée.

Proposition n° 5 : Les investissements prévus dans les programmations pluriannuelles de l'énergie à la date de la mission qui n'ont pas encore fait l'objet d'une contractualisation avec les porteurs de projets devraient être systématiquement revus au regard de leurs coûts par rapport aux objectifs de politique énergétique et des alternatives techniques existantes pour répondre à ces objectifs.

Proposition n° 6 : Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être fixé par la Commission de régulation de l'énergie en tenant compte :

Proposition n° 7 : La réforme de la structure des grilles tarifaires appliquée dans le cadre des tarifs réglementés de vente dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental envisagée par la Commission de régulation de l'énergie à des fins de pilotage de la demande doit être mise en œuvre et appliquée à l'ensemble des tarifs au fur et à mesure de l'équipement en compteurs nouvelle génération.

Proposition n° 8 : Pour encourager les investissements dans la maîtrise de la demande d'électricité en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, la méthodologie de détermination des coûts marginaux de production à l'horizon d'une année cible, et par plage horo-saisonnière, doit être clarifiée, notamment grâce à la détermination, sur la base d'une réflexion stratégique commune à l'ensemble des investisseurs publics, des projections à prendre en compte pour le prix des combustibles et, le cas échéant, pour un coût du CO2 spécifique aux zones non interconnectées. Parallèlement, le gestionnaire de réseau devrait, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, publier les coûts marginaux de production enregistrés en temps réel dans chaque territoire.

Proposition n° 9 : La priorité d'appel instaurée au profit des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental par l'article 14 de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devrait être étendue aux dispositifs de stockage lorsque leurs coûts marginaux de production sont inférieurs à ceux du parc et adaptée pour permettre au gestionnaire de réseau de tenir compte de la valeur locale de consommation des différents moyens de production, des différences techniques entre les installations et des valeurs particulières qu'elles peuvent représenter pour le système selon l'usage qui en est fait.

Proposition n° 10 : Un audit régulier des coûts de production par installation, voire par groupe

de production, doit être mené dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le cas échéant enrichi par une coopération avec les autres pays européens disposant de zones équivalentes, pour établir des coûts de production de référence dans ces territoires.

Proposition n° 11 : Le rôle, les moyens d'expertise et les compétences techniques de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doivent être renforcés pour lui permettre d'assurer une véritable expertise technico-financière à l'appui des décisions d'investissement en matière d'installations électriques dans ces zones, de représenter un tiers de confiance dans la relation entre les gestionnaires de réseau locaux et les porteurs de projets tiers et d'inciter les gestionnaires de réseau à mener des politique volontaristes de recherche et développement et d'innovation.

Proposition n° 12 : Il conviendrait de procéder systématiquement à des appels d'offres pour les investissements dans les moyens de production d'électricité prévus par les programmations pluriannuelles de l'énergie dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, en définissant le nombre de candidats minimal pour leur attribution sans négociation des conditions de rémunération. Les programmations pluriannuelles de l'énergie devraient alors prévoir le nombre d'appels d'offres qui seraient lancés pour répondre aux besoins identifiés.

Proposition n° 13 : Tout investissement dans des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être soumis à une évaluation socio-économique et financière au regard de son impact sur les coûts du système électrique et des alternatives envisageables dans le cadre des objectifs de politique énergétique.

Proposition n° 14 : Les programmations pluriannuelles de l'énergie pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devraient prévoir les projets qui, compte tenu des montants financiers en jeu, feront l'objet d'une expertise indépendante et dont la décision relèvera d'une compétence interministérielle.

Proposition n° 15 : Le financement par l'État des investissements dans des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être plafonné au coût de la solution économiquement optimale permettant de répondre aux objectifs de politique énergétique, compte tenu de l'évaluation économique d'ensemble de la programmation pluriannuelle de l'énergie. La mobilisation, à des fins de co investissement, des instruments de financement européens et internationaux par les collectivités territoriales ou par les producteurs devrait être favorisée.

Proposition n° 16 : La fonction de gestionnaire de réseau et de pilotage du système électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être exclusive de toute fonction de production, indépendamment du maintien d'un acteur intégré assurant les fonctions de gestionnaire de réseau, d'acheteur et de fournisseur unique d'électricité.

Proposition n° 17 : Le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait avoir pour mission d'assurer la fourniture d'électricité en optimisant les coûts du système électrique dans des conditions de sûreté optimales. Son rôle fort devrait être réaffirmé dans l'identification des besoins pour répondre à la demande et assurer la sécurité des systèmes, ainsi que dans la fixation et la publication des prescriptions techniques permettant aux moyens de production, conventionnels comme renouvelables, d'assurer les services systèmes qu'ils sont en capacité d'assurer au meilleur coût.

Proposition n° 18 : Le rôle du producteur d'électricité en dernier ressort dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental devrait être défini et les conditions de sa rémunération adaptées au mode de fonctionnement qui en découle.

ANNEXES

LISTE DES ANNEXES

LETTRE DE MISSION

- ANNEXE I :** LE SECTEUR ÉLECTRIQUE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL
- ANNEXE II :** L'ÉCONOMIE DES CHARGES DE SOLIDARITÉ AVEC LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL DANS LE CADRE DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE
- ANNEXE III :** L'EXERCICE PAR LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ DE SA MISSION EN MATIÈRE D'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES
- ANNEXE IV :** LE SECTEUR ÉLECTRIQUE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES À UN RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL – ÉTUDE DE BENCHMARK
- ANNEXE V :** LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES

ANNEXE I

Le secteur électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

SOMMAIRE

1. LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL S'INSCRIT DANS UN CADRE JURIDIQUE ET POLITIQUE SPÉCIFIQUE.....	1
1.1. Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental se caractérisent par les spécificités de leur système électrique	1
1.2. Les traités européens prévoient des exceptions aux règles du marché intérieur de l'électricité pour les « petits réseaux isolés »	2
1.3. Les zones non interconnectées font l'objet d'un traitement particulier dans le cadre de la politique de l'énergie.....	3
1.3.1. <i>Le service public de l'électricité prévoit une garantie d'approvisionnement électrique dans les zones non interconnectées à des tarifs comparables à ceux de la métropole</i>	<i>3</i>
1.3.2. <i>L'investissement dans les installations de production d'électricité fait l'objet de dispositifs de soutien spécifiques.....</i>	<i>5</i>
1.4. Les collectivités territoriales des zones non interconnectées ont investi la gouvernance du secteur de l'électricité	7
1.4.1. <i>La loi prévoit l'association des collectivités territoriales à la définition de la politique énergétique des zones non interconnectées.....</i>	<i>7</i>
1.4.2. <i>Certaines collectivités territoriales disposent de la compétence énergie</i>	<i>8</i>
2. LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES REPOSE PRINCIPALEMENT SUR LES ÉNERGIES FOSSILES, MALGRÉ LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	10
2.1. La production électrique dans les zones non interconnectées repose toujours largement sur un parc thermique, géré principalement par le groupe EDF	10
2.2. La montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix électrique des ZNI est variable selon les territoires et génère des défis importants pour les réseaux électriques.....	2
2.2.1. <i>Des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables ont été fixés pour les zones non interconnectées</i>	<i>2</i>
2.2.2. <i>La part des énergies renouvelables dans le mix électrique des zones non interconnectées est très variable selon les territoires.....</i>	<i>3</i>
2.2.3. <i>L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique des zones non interconnectées représente un défi pour le gestionnaire de réseaux chargé de préserver la stabilité des réseaux et la sécurité de l'approvisionnement.....</i>	<i>4</i>
3. L'ÉQUILIBRE OFFRE/DEMANDE EST GLOBALEMENT ASSURÉ DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES JUSQU'EN 2020.....	8
3.1. La consommation d'électricité dans les zones non interconnectées a augmenté régulièrement sur la période 2005-2015.....	8
3.1.1. <i>L'évolution démographique est stabilisée dans certaines zones non interconnectées, mais demeure en croissance dans d'autres.....</i>	<i>8</i>
3.1.2. <i>L'augmentation de la consommation électrique dans la plupart des zones non interconnectées est régulière mais relativement modérée.....</i>	<i>8</i>

3.2. Le dimensionnement du parc de production existant devrait permettre le maintien de l'équilibre offre/demande dans les ZNI à horizon 2020, sous réserve du renforcement des réseaux de distribution	10
3.2.1. <i>Le dimensionnement du parc de production existant devrait globalement permettre le maintien de l'équilibre offre/demande dans les zones non interconnectées à horizon 2020</i>	<i>10</i>
3.2.2. <i>L'adaptation du parc de production électrique aux besoins doit aller de pair avec le renforcement des réseaux de distribution</i>	<i>11</i>

1. Le secteur de l'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental s'inscrit dans un cadre juridique et politique spécifique

1.1. Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental se caractérisent par les spécificités de leur système électrique

La notion de « zone non interconnectée au réseau électrique métropolitain continental »¹ transpose en droit français la notion européenne de « petit réseau isolé », qui désigne « *tout réseau qui a une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996 et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle* », voire de « micro réseau isolé », soit « *tout réseau qui a eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996, et qui n'est pas connecté à d'autres réseaux* »².

La petite taille de ces réseaux et le caractère principalement insulaire de ces territoires créent de fortes contraintes en termes de fourniture et de gestion du réseau électrique, de mix énergétique, d'approvisionnement et de services en général. En France comme dans les autres pays européens, la production d'électricité en base est assurée principalement par des moyens de production thermique, fonctionnant principalement au fioul. Les contraintes géographiques expliquent l'essentiel des différences dans le mix énergétique, notamment quand ces territoires bénéficient d'un potentiel hydroélectrique ou géothermique. Les coûts de production sont généralement très élevés par rapport aux zones continentales, moyennant des variations importantes selon les caractéristiques du parc installé, et ils sont fortement dépendants du prix des énergies fossiles.

Relèvent de cette catégorie en France³ :

- ◆ en outre-mer : la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna ;
- ◆ les îles bretonnes du Ponant (Ouessant, Molène et Sein) ainsi que l'archipel de Chausey, qui constituent des « micro réseaux isolés » ;
- ◆ la Corse⁴.

En outre-mer, la Nouvelle-Calédonie et la Polynésie française, qui ont une compétence propre en matière d'énergie, n'entrent pas dans le champ.

¹ La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité utilise la notion pour la première fois sans la définir ni énumérer les territoires concernés.

² Directive européenne n° 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, article 2.

³ Voir la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017.

⁴ La Corse est néanmoins interconnectée au continent italien et à la Sardaigne pour 31,1 % de sa consommation d'électricité. La France a demandé à la Commission européenne le 27 juillet 2004 que la Corse soit considérée comme un « petit réseau isolé » au sens de la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003, mais cette demande est restée sans réponse à la date de la mission. Mme Michèle Rivasi, députée européenne, a demandé en février 2010 à la Commission si le statut de ZNI de la Corse était conforme au droit communautaire. Une demande d'information a été adressée aux autorités françaises le 20 mai 2010, à laquelle une réponse a été apportée par la direction de l'énergie et du climat le 27 décembre 2010. Aucune suite n'a été donnée à ces démarches à la date de la mission.

1.2. Les traités européens prévoient des exceptions aux règles du marché intérieur de l'électricité pour les « petits réseaux isolés »

La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 fixe les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Conformément à cette directive, depuis le 3 mars 2012, la règle générale qui prévaut dans l'Union européenne est celle de la séparation des activités de production, de fourniture et de gestion de réseau de transport d'électricité (article 9). Cependant, la même directive prévoit la possibilité pour les États membres pouvant démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de leurs petits réseaux isolés de bénéficier de dérogations aux règles communes d'organisation du secteur de l'électricité (article 44).

La France a mis en œuvre ces dispositions : contrairement à la situation qui prévaut en métropole, les ZNI ne sont pas soumises à l'obligation de séparation des activités de production, de gestionnaire de réseau et de transport, et de fourniture d'électricité. Par conséquent, les opérateurs historiques, à savoir la direction d'EDF pour les systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EWWF), demeurent intégrés sur ces territoires. Seule l'activité de production d'électricité est ouverte à la concurrence.

Les opérateurs historiques assurent donc dans ces zones :

- ◆ la production d'une part importante de l'électricité consommée ;
- ◆ la fonction de gestionnaire de réseau ;
- ◆ et celle d'acheteurs et de distributeurs uniques d'électricité dans les zones relevant de leurs ressorts (articles L. 111-52, L. 151-2 et L. 152-4 du code de l'énergie).

Cette organisation du marché de l'électricité correspond au modèle défendu par la France lors des débats européens des années 1990 relatifs à la libéralisation du marché de l'électricité, sur la base des réflexions d'un groupe de travail présidé par M. Claude Mandil, directeur général du ministère de l'industrie⁵. Ce modèle visait à concilier une ouverture limitée du marché français avec les caractéristiques du service public : la garantie de fourniture à court et à long termes, l'universalité du droit au service public de l'électricité et un tarif unique sur l'ensemble du territoire. Dans ce modèle, seuls les gros consommateurs, dits « éligibles », avaient accès au marché ouvert à la concurrence. Le service public était préservé par l'instauration d'un « acheteur unique », en l'occurrence EDF, qui achetait toute l'électricité destinée au marché national, y compris l'électricité importée par les industriels éligibles, et constituait le seul vendeur national chargé de garantir la planification, le service universel et un tarif uniforme de fourniture. Ce modèle n'a pas été retenu dans la version finale de la directive européenne de 1996 ouvrant le marché de l'électricité à la concurrence⁶, mais a été appliqué par la France, à titre dérogatoire, dans ses petits réseaux isolés.

⁵ Voir M. Claude Mandil, «La réforme de l'organisation électrique et gazière française» (mieux connu sous le nom de «Rapport Mandil», Ministère de l'industrie, 1994.

⁶ Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Une version du modèle de l'acheteur unique a été mise en œuvre en Italie : voir M. Luigi De Paoli, « L'expérience de l'acheteur unique en Italie », *Encyclopédie de l'énergie*, article 113, juillet 2016 (http://encyclopedie-energie.org/sites/default/files/fichiers_joints/articles/art113_DePaoli-Luigi_experience-acheteur-unique-italie.pdf).

Ce modèle de l'acheteur unique a été adopté dans d'autres ZNI. Ainsi, dans les archipels des Açores et de Madère, au Portugal, les entreprises publiques *Electricidade dos Açores* et *Empresa de Electricidade da Madeira* assurent dans leurs zones de desserte respectives le transport, la distribution et la fourniture de l'électricité achetées aux producteurs. Le même modèle prévaut dans les ZNI italiennes, dans lesquelles l'ancien monopole public ENEL ou de petites entreprises privées demeurent verticalement intégrées et assurent les fonctions de producteur, de gestionnaire de réseau de transport et de distribution et de fournisseur unique, achetant l'électricité produite par les producteurs indépendants actifs dans le secteur des énergies renouvelables. L'entreprise DEDDIE SA assure les mêmes fonctions en Grèce, tout en exerçant un monopole de fait sur la production thermique. À l'extérieur de l'Union européenne, enfin, le modèle de l'acheteur unique a été adopté à Maurice, où le Central Electricity Board est en charge de la gestion du réseau de distribution et exerce un monopole sur la fourniture, tout en assurant 40 % de la production électrique de l'île, le reste étant produit par des acteurs indépendants.

Les ZNI françaises d'outre-mer bénéficient en outre de statuts particuliers en droit européen qui permettent d'aménager les règles du marché intérieur :

- ♦ la Guadeloupe, la Guyane française, la Martinique, La Réunion et Saint-Martin font partie des « régions ultra périphériques » de l'Union européenne, telles que définies à l'article 349 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). Ces territoires peuvent bénéficier de mesures spécifiques arrêtées par le Conseil, sur proposition de la Commission et après consultation du Parlement européen, visant à y adapter les modalités d'application des traités. Ces adaptations interviennent « *notamment sur les politiques douanières et commerciales, la politique fiscale (...), les conditions d'approvisionnement en matières premières et en biens de consommation de première nécessité, les aides d'État (...)* ». Les mesures spécifiques prises dans ces territoires doivent l'être sans préjudice de l'intégrité et de la cohérence de l'ordre juridique de l'Union, « *y compris le marché intérieur et les politiques communes* » ;
- ♦ Wallis-et-Futuna, Saint-Barthélemy ainsi que Saint-Pierre-et-Miquelon sont, quant à eux, des « pays et territoires d'outre-mer » (PTOM) selon l'article 355 du TFUE. Ces territoires font l'objet d'un « régime spécial d'association » à l'Union européenne défini dans la quatrième partie du TFUE. Ce régime prévoit notamment des dispositions spécifiques en matière de droit de douanes et d'accès au marché.

1.3. Les zones non interconnectées font l'objet d'un traitement particulier dans le cadre de la politique de l'énergie

1.3.1. Le service public de l'électricité prévoit une garantie d'approvisionnement électrique dans les zones non interconnectées à des tarifs comparables à ceux de la métropole

Le service public de l'électricité est défini à l'article L. 121-1 du code de l'énergie comme ayant « *pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national* » et notamment, dans le cadre des objectifs définis par la programmation pluriannuelle de l'énergie, de « *garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental* » (article L. 121-3 du code de l'énergie).

Annexe I

Dans un but de cohésion sociale, le code de l'énergie prévoit un mécanisme de péréquation nationale des tarifs, assurant la fourniture d'électricité sur l'ensemble du territoire à des tarifs réglementés de vente construits de manière à assurer à l'ensemble des consommateurs les mêmes conditions financières d'accès à l'électricité, alors même que son coût de production et d'acheminement est hétérogène d'un territoire à l'autre. L'accès aux tarifs réglementés de vente est ouvert :

- ♦ sur le territoire métropolitain, à tous les consommateurs finals domestiques ou non domestiques ayant souscrit à une puissance inférieure ou égale à 36 kVa (article L. 337-7 du code de l'énergie) ;
- ♦ dans les ZNI, à tous les consommateurs finals domestiques ou non domestiques (article L. 337-8 du code de l'énergie).

En application de l'article L. 121-5, les tarifs réglementés de vente proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ainsi le niveau de prix moyen de chacun de ces tarifs doit être cohérent avec le niveau d'ensemble des coûts pris en compte dans la construction des tarifs applicables en métropole (article L. 337-6 du code de l'énergie).

L'article R. 337-19 du code de l'énergie précise les modalités d'application du principe de péréquation tarifaire pour les tarifs réglementés ouverts aux consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA en ZNI, qui n'ont plus d'équivalents en métropole. Il prévoit que « *dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères.* »

Les évolutions des coûts de l'électricité en métropole continentale sont déterminées pour chacune des catégories tarifaires énoncées précédemment et selon des profils de consommation représentatifs de la catégorie tarifaire considérée. Lors d'un mouvement tarifaire, pour chaque ZNI et pour chaque catégorie tarifaire, les niveaux des TRV sont ajustés de façon à suivre l'évolution des coûts de l'électricité de la métropole continentale.

En outre, l'article L. 337-6 prévoit que « *sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.* ». La structure des tarifs permet d'envoyer aux consommateurs des signaux économiques représentatifs du fonctionnement des parcs de production et des habitudes de consommation d'électricité, sur des plages de temps spécifiques. Le prix doit être plus élevé lors des périodes de forte tension des parcs de production, pour lesquelles le coût de l'électricité est le plus élevé, de façon à inciter les consommateurs à réduire ou reporter leur consommation vers des périodes où le système électrique est moins sollicité et donc moins coûteux. Les prix sont calculés sur certaines périodes caractéristiques de l'année appelées plages horo-saisonnières (par exemple, la période de pointe en Martinique se compose de cinq heures par jour sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes 8h-13h et 17h-20h.). Ces caractéristiques étant très variables d'une ZNI à l'autre, il serait pertinent de concevoir des grilles tarifaires différentes en structure pour chaque ZNI, respectant toutefois le principe de péréquation tarifaire en niveau moyen.

En pratique, à la date de la mission :

Annexe I

- ◆ les consommateurs finals domestiques ou non domestiques ayant souscrit à une puissance inférieure ou égale à 36 kVa se voient appliquer les mêmes grilles tarifaires qu'en métropole continentale, en structure comme en niveau (tarif réglementés de vente dits « bleus ») ;
- ◆ les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVa peuvent bénéficier, en fonction de leur profil, de différents tarifs, déclinés en différentes versions tarifaires :
 - des tarifs réglementés dit « jaunes », spécifiques à la Corse et aux îles bretonnes⁷, pour les clients raccordés en basse tension ;
 - des tarifs réglementés dit « bleus + » appliqués dans l'ensemble des ZNI hors Corse et îles bretonnes pour les clients raccordés en basse tension ;
 - des tarifs réglementés dit « verts » pour les clients raccordés en haute tension : il existe un tarif « vert » spécifique dans chaque ZNI.

La dernière révision de la structure à la date de la mission remonte à 2008. Les grilles tarifaires des tarifs réglementés dans les ZNI ont évolué depuis lors proportionnellement aux évolutions moyennes des tarifs réglementés de métropole continentale. Le dernier mouvement tarifaire à la date de la mission date du 13 juillet 2016.

Les surcoûts résultant de la mise en œuvre des obligations de service public par les fournisseurs d'électricité, et notamment du coût de production plus élevé de l'électricité dans ces zones, font l'objet d'une compensation intégrale par l'État (article L. 121-6).

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

1.3.2. L'investissement dans les installations de production d'électricité fait l'objet de dispositifs de soutien spécifiques

L'investissement dans des moyens de production d'électricité fait l'objet de divers instruments de soutien public.

Le taux de rémunération avant impôt du capital immobilisé dans des investissements réalisés dans les départements d'outre-mer, en Corse et à Saint-Pierre-et-Miquelon, antérieurement fixé à 7,25 %, a été élevé à 11 % par un arrêté du ministre délégué à l'industrie 23 mars 2006⁸. Pour les investissements réalisés avant cette date, ainsi que pour ceux qui concernent les îles bretonnes et l'île de Chausey, le taux de 7,25 % utilisé pour la rémunération des capitaux investis avant la publication de l'arrêté continue à s'appliquer. Ce taux s'applique aux investissements liés à la création de moyens de production nouveaux et à l'augmentation, la rénovation ou la mise aux normes environnementales des capacités existantes.

⁷ Jusqu'au 31 décembre 2015, les tarifs réglementés jaunes et verts en vigueur en France métropolitaine continentale s'appliquaient également aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA résidant dans les îles bretonnes non raccordées au réseau métropolitain continental. Ces tarifs ayant depuis lors été supprimés, ces consommateurs bénéficient désormais des barèmes des tarifs réglementés de vente applicables en Corse.

⁸ Arrêté du 23 mars 2006 du ministre délégué à l'industrie relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées. Les territoires de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy faisaient partie à cette date de la région Guadeloupe.

Annexe I

En raison de la petite taille des marchés et du caractère restreint de la concurrence, les producteurs peuvent négocier un contrat de gré à gré avec l'entreprise locale chargée de la fourniture. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) détermine en amont le montant de la compensation versée à l'entreprise locale, en fonction des objectifs d'équipement fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie de la zone, ainsi que de leur pertinence économique. Ce montant détermine indirectement les conditions de prix fixées dans le contrat.

Parallèlement, les investissements productifs dans le secteur de l'électricité sont éligibles aux dispositifs de défiscalisation de droit commun applicables dans les départements et collectivités d'outre-mer aux « investissements productifs » :

- ◆ une réduction d'impôt sur le revenu pour les contribuables réalisant des investissements dans les départements et collectivités d'outre-mer dans des entreprises dont le chiffre d'affaires est inférieur à 20 M€⁹ (article 199 *undecies* B du code général des impôts) ;
- ◆ une déduction de la base imposable de l'impôt sur les sociétés dans les départements et collectivités d'outre-mer pour les entreprises qui y sont soumises, respectant le même seuil que le précédent (article 217 *undecies* du même code) ;
- ◆ un crédit d'impôt applicable dans les départements d'outre-mer aux entreprises dont le chiffre d'affaires est supérieur à 20 M€ (article 244 *quater* W du même code).

Afin d'éviter le cumul des aides, ces avantages fiscaux sont pris en compte dans l'établissement de l'assiette d'investissement à laquelle s'applique le taux de rémunération des capitaux investis.

L'investissement dans des moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables fait l'objet de mesures de soutien renforcées qui s'ajoutent à ces dispositifs. Les mesures s'inscrivent dans le cadre européen qui prévoit la possibilité, pour atteindre les objectifs européens de transition énergétique et de développement des énergies renouvelables, de recourir à des dispositifs dérogatoires aux mécanismes du marché¹⁰.

Les installations correspondantes, sous certaines conditions de puissance, bénéficient, à la demande des producteurs, d'une obligation d'achat par les entreprises locales chargées de la fourniture, à des tarifs spécifiques fixés par arrêtés ministériels (article L. 314-1 et D. 314-15 du code de l'énergie). Les ZNI peuvent bénéficier de tarifs spécifiques. Trois arrêtés tarifaires sont aujourd'hui en vigueur pour les ZNI, concernant :

- ◆ le déploiement d'installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kWc implantées sur bâtiment en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à La Réunion ; le nouvel arrêté en vigueur, publié le 9 mai 2017, prévoit des conditions tarifaires spécifiques pour chaque zone concernée ;
- ◆ l'énergie éolienne en zone cyclonique, tarif qui n'a jamais été sollicité à la date de la mission ;
- ◆ la production de biogaz.

⁹ « Ce seuil de chiffre d'affaires est ramené à 15 millions d'euros, 10 millions d'euros et 5 millions d'euros pour les investissements que l'entreprise réalise au cours des exercices ouverts à compter, respectivement, du 1^{er} janvier 2018, du 1^{er} janvier 2019 et du 1^{er} janvier 2020. », article cité.

¹⁰ La Commission européenne a publié le 28 juin 2014 une communication contenant des « lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 », destinées à autoriser et à encadrer le recours par les États membres à des dispositifs dérogatoires aux mécanismes de marché pour soutenir le développement des énergies renouvelables, sous la forme d'aides à l'investissement, au fonctionnement ou aux infrastructures énergétiques.

Contrairement aux dispositions en vigueur en métropole continentale, les producteurs peuvent bénéficier d'un nouveau contrat d'achat pour la même installation (article L. 314-2 du code de l'énergie)¹¹. D'après les informations fournies par la CRE, les premiers contrats de ce type sont en cours d'instruction ; la CRE examinera fixera les conditions de rémunération en tenant compte du fait que les installations concernées sont amorties

Pour répondre aux besoins identifiés par les programmations pluriannuelles de l'énergie de chacune des zones, le ministre chargé de l'énergie peut aussi, après consultation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), lancer un appel d'offre. C'est ainsi que deux appels d'offres ont été lancés le 16 décembre 2016 pour les zones non interconnectées, concernant la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et le déploiement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 100 kWc.

Enfin, les producteurs d'électricité issue ou non d'énergies renouvelables peuvent négocier un contrat de gré à gré avec l'entreprise locale chargée de la fourniture, sous le contrôle de la CRE. Ces contrats prévoient les mêmes taux de rémunération des capitaux investis (respectivement 11 % et 7,25 %) que pour les installations thermiques.

1.4. Les collectivités territoriales des zones non interconnectées ont investi la gouvernance du secteur de l'électricité

1.4.1. La loi prévoit l'association des collectivités territoriales à la définition de la politique énergétique des zones non interconnectées

Le cadre législatif et réglementaire de droit commun prévoit que les objectifs de politique énergétique sont fixés par l'État, en concertation avec les collectivités territoriales dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), instaurée par l'article 176 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) en lieu et place de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)¹². Fixée par décret, la PPE définit pour une durée de cinq ans « *les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental* » (article L. 141-1 du code de l'énergie). Le projet de PPE est soumis pour avis au comité du système de distribution publique d'électricité qui comprend des représentants de l'État, des collectivités territoriales, des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de l'opérateur historique (article L. 111-56-2 du même code).

¹¹ La liste des installations éligibles à un second contrat d'achat, qui doit faire l'objet d'un décret d'application, n'a pas été précisée à la date de la mission.

¹² Prévue par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, la PPI a constitué l'approche prospective de l'État relativement au parc de production d'électricité, à horizon 2020. L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, modifié par l'arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables, comporte en son article 5 des objectifs spécifiques de développement des moyens de production d'électricité pour chaque ZNI.

Les îles du Ponant font l'objet d'un volet spécifique de la PPE métropolitaine, mais la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon ainsi que Wallis-et-Futuna font l'objet d'une PPE spécifique (article L. 141-5 du code de l'énergie). Dans ces territoires, les collectivités territoriales jouent un rôle important dans la définition des objectifs de politique énergétique, puisque la loi prévoit que les PPE spécifiques sont élaborées conjointement par le président de la collectivité et le représentant de l'État dans la région (article L. 141-5 du même code)¹³. En outre, les plans énergétiques régionaux pluriannuels de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE)¹⁴, élaborés par les conseils régionaux en Guadeloupe, à Mayotte et à la Réunion, définissent les objectifs en matière de mobilisation des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande d'énergie.

Lorsque les capacités de production existantes ne permettent pas de répondre aux objectifs contenus dans les différentes PPE et que l'autorité administrative décide de recourir à une procédure d'appel d'offres, le président de la collectivité territoriale est associé à la définition des modalités de la procédure en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et aux îles Wallis et Futuna. Le président de la collectivité territoriale peut également dans les mêmes conditions demander à l'autorité administrative, dont le refus doit faire l'objet d'un avis motivé des ministres compétents, d'organiser une procédure d'appel d'offres, conformément aux articles L. 311-10 et L. 311-11-1 du code de l'énergie.

Enfin, en matière d'installations éligibles aux contrats passés sous le régime de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie), dans le cas où le développement d'une filière est inférieur aux objectifs figurant dans les différentes PPE, les présidents des collectivités territoriales de Corse, de Guadeloupe, de Martinique, de La Réunion, de Saint-Pierre-et-Miquelon et de Wallis-et-Futuna peuvent demander l'avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur l'adéquation des conditions d'achat fixées par arrêtés ministériels aux coûts d'investissements et d'exploitation des installations concernées, conformément à l'article L. 314-4 du code de l'énergie.

À la date de la mission, les PPE de la Corse, de la Guyane, de La Réunion, de la Guadeloupe et de Mayotte ont été publiées et approuvées par la ministre en charge de l'énergie, assorties d'un rapport détaillant les scénarios et objectifs fixés dans le texte réglementaire, d'une étude d'impact économique et social ainsi que d'une évaluation environnementale. La PPE de Wallis-et-Futuna a été publiée le 7 mars 2017, pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023. La PPE de Saint-Pierre-et-Miquelon, en revanche, n'a pas encore paru.

Aucune des clauses spécifiques mentionnées ci-dessus n'a encore été activée par les collectivités territoriales.

1.4.2. Certaines collectivités territoriales disposent de la compétence énergie

La diversité des statuts juridiques des territoires et collectivités d'outre-mer et de leurs compétences se traduit par des modalités différentes d'intervention dans le secteur stratégique de l'énergie. Ainsi, certaines collectivités ont été dotées de prérogatives particulières en matière d'énergie :

¹³ À l'exception de la Corse et de Wallis-et-Futuna, la PPE constitue le volet énergie du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Le SRCAE, créé par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, constitue un document de référence, établi en concertation entre le préfet de région et le chef de l'exécutif régional, contenant des objectifs en matière de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et de diminution des effets de serre.

¹⁴ Les PRERURE ont été créés par la loi d'orientation pour l'outre-mer du 13 décembre 2000 et repris à l'article L. 4433-18 du code général des collectivités territoriales.

Annexe I

- ◆ la Martinique et la Guadeloupe ont bénéficié à leur demande de l'habilitation législative en matière d'énergie¹⁵. Conformément à l'article 73 de la Constitution, les conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique sont habilités à prendre des mesures relevant du domaine de la loi en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables. Ces habilitations ont été prorogées de droit, conformément aux dispositions de l'article LO 4435-6-1 du code général des collectivités territoriales, par délibération des conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique datant respectivement des 22 janvier et 26 mai 2016. La PPE de Guadeloupe évoque 29 délibérations prises à ce titre entre 2009 et 2013 ; celle de Martinique évoque une quinzaine de décisions depuis 2011 ;
- ◆ la Corse est incluse dans le périmètre des dispositifs spécifiques en vigueur dans les ZNI et dispose en outre, selon l'article L. 4429-39 du même code, et sans préjudice des dispositions et objectifs nationaux, de compétences spécifiques dans le domaine de l'énergie :
 - élaboration et mise en œuvre du programme de prospection, d'exploitation et de valorisation des ressources énergétiques locales, portant sur la géothermie, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et marine, la biomasse, l'énergie tirée de la valorisation et de la récupération des déchets, les réseaux de chaleurs, l'énergie hydraulique pour les ouvrages d'une puissance inférieure à 8 000 kW, ainsi que sur des mesures d'économie d'énergie ;
 - consultation préalable à tout projet d'implantation d'une installation de production utilisant les ressources locales ;
 - participation à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un plan relatif à la couverture des besoins et à la diversification des ressources énergétiques de l'île en concertation avec les établissements publics nationaux.

Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont dans une situation juridique particulière. Alors qu'elles faisaient autrefois partie de la Guadeloupe, ces collectivités ont été constituées en collectivités d'outre-mer autonomes, régies par l'article 74 de la Constitution par la loi organique du 21 février 2007¹⁶. Cette loi organique leur confère la compétence en matière d'énergie respectivement à partir de 2007 pour Saint-Barthélemy et de 2012 pour Saint-Martin. Elle leur confère aussi une compétence particulière en matière d'impôts, de droits et de taxes. Le transfert de compétence est organisé comme suit :

- ◆ les dispositions législatives et réglementaires intervenues dans les domaines de compétence de ces collectivités avant l'entrée en vigueur des dispositions de la loi organique de 2007 peuvent être modifiés ou abrogés par les autorités locales selon les procédures prévues par la même loi organique ; à défaut, elles restent en vigueur ;
- ◆ les dispositions législatives et réglementaires prises dans le domaine de compétence de ces collectivités après l'entrée en vigueur des dispositions de la loi organique de 2007 ne sont pas applicables de plein droit. Si toutefois des dispositions législatives sont prises dans ces matières, elles s'appliquent de fait, sauf si les collectivités en contestent le fondement juridique selon la procédure décrite aux articles LO 6213-5 et LO 6313-5 :

¹⁵ Cette habilitation leur a été conférée par les lois n° 2009-594 du 27 mai 2009 relative au développement économique des outre-mer et n° 2011-884 du 27 juillet 2011 relative aux collectivités territoriales de Guyane et de Martinique, puis par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

¹⁶ Loi organique n° 2007-223 du 21 février 2007 portant dispositions statutaires et institutionnelles relatives à l'outre-mer.

- saisine pour constat du Conseil constitutionnel par le président du conseil territorial en exécution d'une délibération de cette assemblée, par le Premier ministre, par le président de l'Assemblée nationale ou par le président du Sénat ;
- en cas de constat par le Conseil constitutionnel dans les trois mois suivant la saisine, modification ou abrogation des dispositions en question par les autorités de la collectivité : celles-ci doivent prononcer l'abrogation expresse de la disposition législative précédemment en vigueur et procéder à l'édiction formelle d'une nouvelle disposition.

Aucune de ces deux collectivités n'a pris de mesure relative au domaine de l'énergie. Elles bénéficient de fait du système de compensation des charges de service public tel qu'il a évolué depuis l'entrée en vigueur des dispositions de la loi organique. En revanche, l'article L. 141-5 du code de l'énergie ne prévoit pas que ces territoires fassent l'objet d'une PPE co-construite avec l'État et il n'en est pas fait mention dans l'exercice de programmation nationale. L'État ne prend pas part à la définition de la politique énergétique que les charges de service public de l'énergie contribuent en grande partie à financer.

Les seuls documents prospectifs existants sont les bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande établis chaque année par EDF SEI qui modélisent l'évolution de la consommation et prévoient les besoins en puissance installée à structure d'offre constante.

Ni la Commission de régulation de l'énergie ni EDF ne disposent de vision fine des charges de service public engendrées par ces territoires, dont les données sont traitées de façon agrégée avec celles de la Guadeloupe.

2. La production électrique dans les zones non interconnectées repose principalement sur les énergies fossiles, malgré la montée en puissance des énergies renouvelables

2.1. La production électrique dans les zones non interconnectées repose toujours largement sur un parc thermique, géré principalement par le groupe EDF

En raison de l'absence d'interconnexion due à leur situation géographique¹⁷, les ZNI sont contraintes de produire sur leurs territoires l'intégralité de l'électricité qui y est consommée, sachant qu'elles sont le plus souvent largement en-deçà de la taille critique permettant d'envisager la construction de centrales nucléaires classiques.

Ainsi, la production électrique dans les ZNI repose largement, en base, sur l'utilisation de moyens thermiques, fonctionnant principalement au fioul, à l'exception de la Guyane qui dispose de moyens de production hydroélectriques très développés grâce au barrage de Petit-Saut. Les centrales exploitant alternativement la bagasse et le charbon viennent en complément. Les énergies fossiles représentent en moyenne plus de 75 % du mix électrique (Tableau 1).

Dans le contexte de l'augmentation de la production issue des énergies renouvelables, les installations thermiques sécurisent le réseau, notamment lors des pics de demande et dans les périodes de moindre production des installations électriques fonctionnant à partir d'énergies renouvelables.

¹⁷ À l'exception de la Corse qui est interconnectée avec le réseau italien, principalement *via* la Sardaigne, et importe 31,1 % de sa consommation électrique.

Annexe I

Les ZNI ne disposant d'aucune réserve exploitée d'énergies fossiles, elles doivent importer l'ensemble de leur consommation d'hydrocarbures et présentent donc de forts taux de dépendance énergétique. En 2014, les taux de dépendance énergétique (pour l'ensemble de la consommation d'énergie et non la seule électricité), mesurés en énergie primaire, étaient compris entre 79 % pour la Guyane et 93 % pour la Martinique¹⁸.

¹⁸ Les chiffres clés de l'énergie 2014-2015 dans les Outre-mer et en Corse, Observatoire régional de l'énergie et du climat de la Guadeloupe, 2016.

Annexe I

Tableau 1 : Composition du mix électrique des ZNI françaises en 2016

%	Fioul	Charbon	Bagasse	Total thermique	Hydraulique	Photovoltaïque	Éolien	Autres ENR (biomasse, biogaz, géothermie...)	Interconnexion
Corse	45,2	-	-	45,2	15,6	6,6	1,1	0,5	31,1
Guadeloupe	59,1	23,1	3,2	85,4	1,2	5,8	3,0	4,7	-
Guyane	37,4	-	-	37,4	55	6,3	-	1,3	-
La Réunion	23,5	40,4	9,3	73,2	17,2	8,5	0,5	0,6	-
Martinique	93,2	-	-	93,2	-	5,2	0,1	1,5	-
Mayotte	94,7	-	-	94,7	-	5,3	-	-	-
Saint-Pierre-et-Miquelon	100	-	-	100	-	-	-	-	-
Saint-Barthélemy	99,99	-	-	99,99	-	0,01	-	-	-
Saint-Martin	99,4	-	-	99,4	-	0,6	-	-	-

Source : Bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande d'électricité 2015 et 2016 établis par EDF SEI et Électricité de Mayotte.

Annexe I

Le nombre de producteurs d'électricité à partir de moyens thermiques reste limité. En 2006, la direction d'EDF pour les systèmes électriques insulaires (EDF SEI, voir *supra*) a procédé à la filialisation de ses nouvelles centrales de production au fioul au sein d'une entité dédiée, EDF Production électrique insulaire (EDF PEI). EDF SEI continue de gérer directement son parc thermique et hydraulique historique. Outre les capacités de production d'EDF PEI et des opérateurs historiques (EDF SEI, EDM et EWWF), seuls quatre producteurs sont actifs dans les ZNI pour ce qui concerne la production d'électricité d'origine thermique (principalement Albioma et, subsidiairement, Contour Global, la Société anonyme de la raffinerie des Antilles (SARA) et la Martiniquaise de valorisation).

Sur les six centrales prévues par EDF PEI, quatre ont été construites et mises en fonctionnement en Corse, Martinique, Guadeloupe et à La Réunion (voir Tableau 2). Deux centrales restent encore à construire pour venir en remplacement de la centrale de Dégrad des Cannes en Guyane, dont EDF prévoit l'arrêt à horizon 2020 en raison de l'abaissement des seuils d'émissions maximaux autorisés de NOx¹⁹ à cette date, et de la centrale du Vazzio en Corse, dont l'autorisation d'exploitation court par dérogation jusqu'en 2023.

Tableau 2 : Parc thermique installé dans les ZNI françaises en 2015

	Installation et puissance	Part de la puissance totale installée (%)
Corse	▪ Centrale diesel du Vazzio + TAC diesel (132,3 + 20 MW) ▪ Centrale diesel de Lucciana – EDF PEI + TAC diesel (112 + 105 MW)	44,0
Guadeloupe	▪ Centrale charbon/bagasse du Moule (59,5 MW) ▪ Centrale Caraïbes Énergie (34 MW) ▪ Centrale diesel de Jarry – EDF PEI + TAC (211 + 100 MW) ▪ Centrale diesel d'Énergies Antilles (15 MW) ▪ Diesel de secours des îles du sud (10,2 MW)	78,7
Guyane	▪ Centrale diesel de Dégrad des Cannes + TAC (67,4 + 40 MW) ▪ TAC de Kourou (40 MW) ▪ Petites centrales diesel ou photovoltaïque + diesel dans les « écarts », non raccordés au réseau principal	28,0
Martinique	▪ Centrale diesel de Pointe des Carrières - EDF PEI + TAC diesel (81 + 66,2 MW) ▪ Centrale diesel de Bellefontaine – EDF PEI + TAC diesel (211 + 22,6 MW) ▪ TAC de secours du Lamentin (9,5 MW) ▪ TAC du Galion – Albioma (40 MW)	87,5

¹⁹ Les oxydes d'azote sont des acidifiants et eutrophisants qui contribuent également à l'effet de serre.

Annexe I

	Installation et puissance	Part de la puissance totale installée (%)
La Réunion	▪ Centrale charbon/bagasse de Bois-Rouge (99,5 MW) ▪ Centrale charbon/bagasse du Gol (111,5MW) ▪ Centrale diesel de Port est – EDF PEI (211 MW) ▪ TAC de secours de la Baie (80 MW)	60,5
Mayotte	▪ Centrale diesel des Badamiers (38,1 MW) ▪ Centrale diesel de Longoni (40 MW)	92,3
Saint-Pierre-et-Miquelon	▪ Centrale diesel de Miquelon (5,2 MW) ▪ Centrale diesel de Saint-Pierre (21 MW)	100,0
Saint-Barthélemy	▪ Centrale diesel de Public (72,5 MW)	100,0
Saint-Martin	▪ Centrale diesel EDF (38,8 MW) ▪ Centrale diesel Contour Global (14,1 MW)	97,0
Wallis-et-Futuna	▪ Groupes électrogènes (1,5 MW)	98,0

Source : EDF SEI, EEWF, EDM.

2.2. La montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix électrique des ZNI est variable selon les territoires et génère des défis importants pour les réseaux électriques

2.2.1. Des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables ont été fixés pour les zones non interconnectées

Dans le cadre de la stratégie européenne de transition énergétique (Encadré 1), la France a fixé des trajectoires exigeantes de développement des énergies renouvelables pour la plupart des ZNI, dans la perspective de leur substitution aux moyens de production thermiques :

- ♦ la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe des objectifs spécifiques de développement des énergies renouvelables pour les départements d'outre-mer (Encadré 2) ;
- ♦ la PPE pour la Corse, par exemple, première PPE publiée, s'inscrit sans préjudice des objectifs nationaux contenus dans la loi, dans le cadre de l'objectif régional d'économie fixé dans le SRCAE sur la période 2016-2023, qui prévoit, par rapport à 2015 :
 - une augmentation de 148 % de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables à puissance garantie hors grande hydraulique²⁰ (bois, petite hydraulique, dispositifs de stockage) ;
 - une augmentation de 38 % de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables intermittentes ;
 - une augmentation de 200 % des gains d'efficacité énergétique, selon un scénario dit « maîtrise de la demande d'énergie renforcée » qui suppose le doublement des gains d'efficacité énergétique obtenus en 2014 (25 GWh) pour atteindre en moyenne sur la période 50 GWh électriques économisés chaque année.

²⁰ La plupart des auteurs et organismes internationaux fixent la limite entre petite et grande hydraulique à une puissance de 10 MW. Il y a cependant des exceptions : la Chine, par exemple, la fixe à 25 MW.

Encadré 1 : Les objectifs européens de développement des énergies renouvelables

La stratégie « Europe 2020 » fixe des objectifs relatifs à la transition énergétique des territoires européens :

- réduire de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 ;
- atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union européenne ;
- augmenter de 20 % l'efficacité énergétique de l'Union européenne par rapport à 1990.

Le 22 janvier 2014, la Commission européenne, dans sa communication intitulée « Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 », a renforcé les objectifs relatifs au climat et à l'énergie, notamment :

- une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport au niveau de 1990 ;
- l'intégration d'au moins 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen.

Source : Mission.

Encadré 2 : La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe des objectifs en matière de réduction de la consommation énergétique, des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables. Elle prévoit pour l'ensemble du territoire français :

- des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et une division par quatre entre 1990 et 2050 ;
- une réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport au niveau de 2012, avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- une réduction de la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport au niveau de 2012 ;
- une augmentation de la part des ENR dans la consommation finale brute d'énergie, pour atteindre 23 % en 2020 et 32 % en 2030. Pour atteindre cet objectif, les ENR doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la production de chaleur, 15 % de la production finale de carburant et 10 % de la production de gaz.

Des objectifs particuliers ont été fixés pour les départements d'outre-mer, qui doivent parvenir à l'autonomie énergétique à horizon 2030, avec un objectif intermédiaire de 50 % d'ENR à horizon 2020 (article 1, III, codifié à l'article L. 100-4 du code de l'énergie).

Source : Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

2.2.2. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique des zones non interconnectées est très variable selon les territoires

En raison des spécificités de chaque territoire, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique est très variable d'une ZNI à l'autre (Tableau 3). Certaines ZNI se caractérisent par une part des énergies renouvelables dans leur mix électrique fortement supérieure à son niveau en métropole, qui s'élevait à 19,6 % en 2016²¹. Dans d'autres, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique est inférieure à 1 % (voir Tableau 1).

²¹ *Panorama de l'électricité renouvelable en 2016*, RTE, Enedis, ADEeF, Syndicat des énergies renouvelables, février 2017.

Tableau 3 : Part des énergies renouvelables dans le mix électrique en Corse et dans les départements d'outre-mer en 2016.

%	Part des énergies renouvelables dans le mix électrique
Corse	23,8
Guadeloupe	17,9
Guyane	62,6
Martinique	6,8
La Réunion	36,1
Mayotte	5,3

Source : EDF systèmes énergétiques insulaires et Électricité de Mayotte.

La part relativement importante des énergies renouvelables dans le mix électrique de la Corse, de La Réunion et surtout de la Guyane, s'explique par les capacités hydroélectriques de ces territoires. L'énergie hydraulique présente l'avantage de la stabilité et de la prévisibilité, tout en étant pilotable. En revanche, les variations de pluviométrie d'une année sur l'autre peuvent affecter fortement l'hydraulicité²² et donc les capacités de production des infrastructures hydroélectriques, modifiant ainsi substantiellement la part des énergies renouvelables dans le mix électrique. Ainsi, en 2015, une hydraulicité particulièrement faible en Corse et en Guyane a entraîné une baisse de 7 % de la production hydraulique dans ces territoires²³.

2.2.3. L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique des zones non interconnectées représente un défi pour le gestionnaire de réseaux chargé de préserver la stabilité des réseaux et la sécurité de l'approvisionnement

2.2.3.1. L'impératif de maintien de la stabilité des réseaux a conduit à fixer un seuil de sécurité réglementaire à la quantité d'énergie intermittente injectée dans le réseau

À l'exception de l'énergie hydraulique, les énergies renouvelables non issues d'un processus de combustion que sont principalement l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque sont marquées par une forte intermittence en fonction des conditions météorologiques et des variations d'ensoleillement significatives au cours de la journée.

²² Pour un cours d'eau ou un barrage, l'hydraulicité est le rapport de son débit mensuel (ou annuel) comparé à sa moyenne interannuelle. Cette mesure permet de comparer simplement le débit du cours d'eau à une année « normale ».

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017, annexe 3.

L'article L. 141-9 du code de l'énergie prévoit que *« pour éviter la défaillance du système électrique, [les gestionnaires de réseau] peuvent demander la déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire lorsqu'ils constatent que la somme des puissances actives injectées par de telles installations dépasse un seuil de la puissance active totale transitant sur le réseau »*. L'arrêté du 23 avril 2008 modifié relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique dispose que *« toute installation de production dont la puissance P_{max} est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau. »*

En effet, la production d'électricité à partir de sources d'énergie intermittentes n'est pas programmable et se caractérise par de fortes variations de la puissance produite, faisant alterner rapidement, à l'échelle de la minute, voire de la seconde, des périodes de fort excédent et de fort déficit de la production par rapport à la consommation d'électricité. La capacité du gestionnaire de réseau à faire face à la forte variabilité de ces productions au-delà d'un certain seuil dépend de la qualité du système électrique (la puissance de court-circuit, notamment) et de l'existence de technologies suffisamment matures pour assurer la tenue de fréquence. La petite taille des réseaux non interconnectés les rend plus vulnérables à de telles fluctuations. Le seuil réglementaire, établi par le ministre chargé de la sécurité électrique, doit garantir la sécurité et la stabilité du système électrique.

En pratique, à la date de la mission, le seuil de sécurité de 30 % en vigueur conduit rarement à la déconnexion de moyens renouvelables intermittents, car le taux n'est encore dépassé que par exception dans les ZNI. Compte tenu de l'atteinte de ce seuil dans certaines ZNI et dans la mesure où il peut être perçu comme un frein à l'investissement, les producteurs n'étant jusqu'à présent pas rémunérés en cas de déconnexion et n'ayant pas de moyen d'estimer les déconnexions auxquelles ils pourront être soumis dans le futur, le nouvel arrêté tarifaire relatif aux installations photovoltaïques implantées sur bâtiment du 4 mai 2017 introduit un mécanisme de compensation des déconnexions²⁴.

L'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables impose de faire évoluer ce seuil. L'article 203 de la loi TECV du 17 août 2015 offre aux collectivités la possibilité de fixer un seuil de déconnexion différent²⁵. Ainsi, les PPE de Corse, de Guyane, de La Réunion et de Guadeloupe, approuvées respectivement par décrets du 18 décembre 2015, du 30 mars 2017, du 12 et du 19 avril 2017, ont fixé ce seuil à 35 % à partir de 2018. Les PPE de La Réunion et de Guadeloupe confient de plus au gestionnaire de réseau le soin de réaliser des études devant mener, dans des conditions technologiques et économiques soutenables, au relèvement de ce seuil à 45 % en 2023.

L'augmentation de la part d'énergies intermittentes injectées dans le réseau a un impact fort sur les besoins d'équilibrage :

- ♦ elle ne permet pas nécessairement de réduire le parc de production fossile, utilisé pour pallier aux heures de faible production des moyens renouvelables intermittents en l'absence de moyens de production renouvelables à puissance garantie et pilotables ;

²⁴ Les installations concernées par l'arrêté seront principalement concernées par le risque de déconnexion, puisque ce sont les derniers arrivés sur le réseau qui sont déconnectés en premier.

²⁵ En l'absence de disposition nouvelle, le seuil de 30 % demeure applicable.

Annexe I

- ◆ les moyens de production intermittents ne fournissent pas les mêmes services système²⁶ que des installations thermiques (inertie des machines tournantes, réserve primaire, réserve secondaire) et ne peuvent pas participer à l'équilibre du réseau à très court terme.

Aucun système électrique ne recourt à ce jour de façon importante aux énergies renouvelables intermittentes sans faire appel à des moyens de production à puissance garantie et pilotables en secours (centrales à combustibles fossiles ou au bois, hydrauliques, nucléaires, etc.) et aux importations des pays voisins. Dans la perspective d'une forte montée en charge des énergies renouvelables intermittentes il est nécessaire de mettre au point et de déployer les solutions qui fourniront les services systèmes aujourd'hui assurés exclusivement par les centrales thermiques et répondront de manière suffisamment rapide aux baisses ou montées en puissance des productions issues d'énergies renouvelables intermittentes pour que le système conserve une stabilité de fréquence et de tension (voir le cas de l'Australie du Sud, Encadré 3).

Encadré 3 : La crise de l'électricité en Australie du Sud et ses suites.

Le gouvernement d'Australie du Sud a pour objectif de diminuer de façon significative la part des énergies fossiles dans le mix énergétique au profit des énergies renouvelables. En mai 2016, l'État d'Australie du Sud a procédé à la fermeture des deux dernières centrales à charbon en activité, devenues insuffisamment rentables du fait notamment des surcapacités résultant de l'expansion du parc éolien. La proportion d'énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité est alors passée de 35 à près de 50 %, ce qui est unique au monde.

Entre juillet 2015 et juin 2016, la proportion d'énergies renouvelables intermittentes dans la production s'est élevée en moyenne à 42,2 % et leur part dans la consommation, à 35 %. La production demeure néanmoins déficitaire par rapport à la consommation, si bien que le pays a recours à des importations d'électricité depuis l'État du Victoria. Les prix de l'électricité sont parmi les plus élevés d'Australie.

La fin de l'année 2016 et le début de l'année 2017 ont été marqués par une série de blackouts et de coupures d'électricité, qui ont entraîné des désagréments nombreux, voire dramatiques pour les habitants et les entreprises. Un rapport préliminaire publié par l'Office australien du marché de l'énergie en décembre 2016²⁷ relatif à la coupure généralisée d'électricité du 28 février 2016 impute la responsabilité du blackout à l'importance du parc éolien alors en fonctionnement, quatorze fermes éoliennes fournissant la moitié de la demande, dont l'effondrement n'a pas pu être compensé immédiatement par la contribution d'autres centrales pilotables. En raison de la violence des vents, des dommages infligés au réseau ont entraîné six chutes de tension en deux minutes et n'ont pas permis aux fermes éoliennes de redémarrer. Une capacité de production de 456 MW a ainsi été supprimée en moins de sept secondes. L'important afflux d'électricité en provenance de l'État du Victoria pour compenser cette perte a provoqué la saturation de l'interconnexion, qui a été coupée après 0,7 seconde. L'État d'Australie du Sud s'est ainsi trouvé réduit à ses propres capacités de production, largement inférieures aux besoins, conduisant à l'effondrement du système électrique.

En butte à de violentes critiques, le gouvernement d'Australie du Sud a proposé le 13 mars 2017 un plan estimé à 550 MAUS\$ (soit environ 400 M€) prévoyant la construction d'une centrale à gaz de 250 MW, propriété de l'État, capable de satisfaire 10 % de la demande de pointe pour un coût estimé à 360 MAUS\$ (260 M€), et l'installation de batteries pour un coût de 110 MAUS\$, de façon à renforcer de façon significative les moyens de secours et les services systèmes.

Un appel d'offres pour 100 MW de stockage a été passé et la solution choisie par le gouvernement australien est un dispositif fondé sur une batterie Lithium-Ion de 100 MW développé par Tesla, qui en assurera la maintenance, et exploitée par l'entreprise française Neoen en couplage avec son parc éolien

²⁶ Les services systèmes permettent d'assurer la stabilité du réseau en fréquence et en tension. Ils peuvent aussi permettre de redémarrer le réseau suite à un « black-out ». En France, ils sont fondés principalement sur des réserves d'électricité : la réserve primaire, première à être appelée en cas de rupture d'équilibre du réseau, et la réserve secondaire, au temps de réponse moins rapide ; ces réserves sont complétées par une réserve tertiaire

²⁷ *Black system South Australia 28 September 2016*, Australian Energy Market Operator, décembre 2016.

local. 70 % de l'énergie libérée sera mise à la disposition de l'État australien, qui rémunérera Néoen sous forme de redevance, et 30 % sera gérée par l'entreprise pour son compte. Le dispositif doit être opérationnel au plus tard le 1^{er} décembre 2017 et sera alors la plus grande installation de ce type au monde.

Source : Mission, Lettre géopolitique de l'électricité n° 73, 27 mars 2017.

2.2.3.2. La priorité d'appel instaurée au profit de l'électricité issue d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées fait l'objet de discussions

L'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables prévoit désormais que les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables bénéficient dans les ZNI d'une priorité d'appel par le gestionnaire de réseau. L'article L. 322-10-1 du code de l'énergie²⁸ dispose que « *dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, sous réserve des contraintes techniques du réseau ainsi que des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, notamment du seuil de déconnexion mentionné à l'article L. 141-9, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité donne la priorité, lors de l'appel des moyens de production d'électricité, aux installations qui utilisent des énergies renouvelables* ». Il est précisé qu'entre ces installations, l'ordre d'appel doit être fonction de l'ordre de préséance économique déterminé par les coûts variables de production (ou *merit order*).

En pratique, cette disposition ne change rien pour les énergies renouvelables fatales, dont les coûts variables sont nuls ou très faibles. En revanche, elle permet aux moyens de production à partir de combustibles considérés comme renouvelables d'être appelés prioritairement.

La CRE a émis un avis défavorable sur cette disposition en pointant deux risques principaux²⁹ :

- ♦ une augmentation des charges de service public, en raison de la possibilité que des installations fonctionnant à partir d'énergies renouvelables mais ne bénéficiant pas de l'obligation d'achat et dont les coûts variables de production sont plus élevés que les moyens de productions thermiques ou l'électricité importée aient la priorité sur les autres moyens de production. Aucune installation n'est concernée à ce jour, mais la CRE s'inquiète des conséquences d'une éventuelle conversion des centrales bagasse-charbon actuelles en centrales bagasse-biomasse ou de la mise en service d'une turbine à combustion au bioéthanol à La Réunion ;
- ♦ une perturbation du signal tarifaire à destination des usagers, qui va à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation. Sans préjudice de la péréquation des tarifs de l'électricité en niveau dans les ZNI, leur structure repose, comme en métropole, sur les coûts marginaux de production inhérents au parc de chaque zone, correspondant aux coûts variables du dernier moyen appelé sur la base de l'ordre de préséance économique. Il pourrait résulter de la modification de cet ordre par la mise en œuvre de la priorité d'appel que les prix des heures de pointe, pour lesquelles les moyens thermiques seraient appelés en dernier, viennent à être inférieurs à ceux des heures de plus faible consommation.

La CRE suggère qu'une taxation des émissions de CO₂ répondrait au même objectif sans présenter ces risques.

²⁸ Créé par l'article 14 de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont les dispositions ont été ratifiées par la loi n° 2017-227 du 24 février 2017.

²⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

EDF partage sur ce point les réserves de la CRE, en insistant sur le risque d'une dérive des surcoûts de production induits par cette priorité d'appel. Elle évalue à 112 M€/an la substitution de la production électrique à base de charbon par de la biomasse en ZNI, soit une hausse de 7 % des charges de service public dans les ZNI et à 1 005 M€/an la substitution de la production électrique à base de fioul par du bioéthanol, soit 63 % des charges de service public dans les ZNI. EDF insiste également sur le bouleversement que le brouillage des signaux tarifaires entraînerait pour les mécanismes visant à piloter l'évolution de la consommation électrique dans les ZNI, notamment les actions de maîtrise de la demande d'énergie.

EDF propose, en alternative à la fixation d'un prix du CO₂ spécifique aux ZNI permettant d'arbitrer entre les différentes sources d'énergie, la restriction du champ de la priorité d'appel aux énergies renouvelables d'origine locale, ce qui permettrait en outre de participer à l'objectif d'autonomie énergétique.

3. L'équilibre offre/demande est globalement assuré dans les zones non interconnectées jusqu'en 2020

3.1. La consommation d'électricité dans les zones non interconnectées a augmenté régulièrement sur la période 2005-2015

3.1.1. L'évolution démographique est stabilisée dans certaines zones non interconnectées, mais demeure en croissance dans d'autres

La situation démographique varie selon les ZNI considérées :

- ♦ la population des Antilles demeure stable, voire en légère diminution (-3,47 % en Guadeloupe entre 2006 et 2014) ;
- ♦ la Corse, La Réunion, et surtout la Guyane, continuent de connaître un accroissement démographique relativement important. Sur la période 2006-2014, les populations de La Réunion et de la Corse se sont accrues de respectivement 7,8 % et 10,2 %, tandis que la population guyanaise a augmenté de 22,5 %.

3.1.2. L'augmentation de la consommation électrique dans la plupart des zones non interconnectées est régulière mais relativement modérée

3.1.2.1. Consommation électrique totale

La croissance de la consommation d'énergie dans les territoires ultra-marins a longtemps été forte, mettant en évidence un processus de rattrapage par rapport au niveau de consommation en métropole.

Au cours de la période 2005-2015 (Tableau 4), la consommation électrique totale est tendanciellement en augmentation dans la plupart des ZNI. Cette augmentation est la plus faible en Martinique (+8,5 %) et en Guyane (+11,2 %). Elle est supérieure à 20 % en Corse (+20,4 %), en Guadeloupe (+20,9 %) et à La Réunion (+29,1 %). Enfin, c'est à Mayotte que l'augmentation est la plus forte, de 67,9 % sur la période. En comparaison, l'augmentation sur la même période de la consommation électrique en métropole est d'environ 6 %.

À partir de 2011, néanmoins, le taux de croissance de la consommation électrique diminue :

Annexe I

- ♦ en 2010, le taux de croissance annuel de la consommation est supérieur à 3 % dans tous les territoires d'outre-mer à l'exception de la Martinique, atteignant par exemple 6,3 % en Guadeloupe et 5,3 % en Guyane. ;
- ♦ en 2012, tous les taux sont inférieurs à 2 % à l'exception de La Réunion (2,2 %).

Tableau 4 : Évolution de la quantité d'électricité livrée au réseau dans les zones non interconnectées (GWh)

Territoire	2005	2010	2015	Évolution 2005-2010 (%)	Évolution 2010-2015 (%)	Évolution 2005-2015 (%)
Corse	1 620	2 186	1 950	+20,32	-10,80	+34,90
Guadeloupe	1 501	1 730	1 759	+20,93	+1,68	+17,19
Guyane	713	830	793	+11,25	-4,43	+16,41
Martinique	1 301	1 444	1 411	+8,45	-2,29	+10,99
La Réunion	2 058	2 467	2 657	+29,11	+7,71	+19,87
Mayotte	156	258	262	+67,88	+1,71	+65,06

Source : Mission, d'après données contenues dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

3.1.2.2. Consommation électrique par habitant

La consommation électrique par habitant est tendanciuellement en augmentation dans la plupart des ZNI sauf en Guyane, avec une légère baisse en 2015 qui ne remet pas en cause la tendance générale.

Au cours de la période 2006-2014, la consommation électrique par habitant a augmenté à La Réunion (+10,2 %), en Guadeloupe (+13,3 %) et à la Martinique (+11,3 %). Elle a connu sa plus forte augmentation en Corse (+26,4 %), où elle est toutefois stabilisée à un niveau proche de 7 kWh/habitant depuis 2009. Malgré une diminution en 2015, la tendance est également à une augmentation régulière de la consommation électrique nette par habitant en Guadeloupe, en Martinique, à La Réunion ainsi qu'à Mayotte. En revanche, la consommation électrique nette par habitant est en diminution en Guyane sur toute la période, et en Corse depuis 2010.

Tableau 5 : Évolution de la quantité d'électricité livrée au réseau par habitant dans les zones non interconnectées (kWh/habitant)

Territoire	2005	2010	2015	Évolution 2005-2010 (%)	Évolution 2010-2015 (%)	Évolution 2005-2015 (%)
Corse	5,60	7,06	5,96	+25,96 %	-15,61 %	+6,29 %
Guadeloupe	3,31	4,29	4,56	+29,45 %	+3,07 %	+33,42 %
Guyane	3,74	3,52	3,08	-3,00 %	-14,97 %	-17,52 %
Martinique	3,27	3,66	3,71	+12,02 %	+1,24 %	+13,41 %
La Réunion	2,66	3,00	3,14	+13,08 %	+4,41 %	+18,07 %
Mayotte	0,89	1,28	1,15	+44,37 %	-9,84 %	+30,15 %

Source : Données contenues dans les programmations pluriannuelles de l'énergie et Insee.

3.1.2.3. Des actions de maîtrise de la demande d'énergie ont été engagées pour limiter l'augmentation de la consommation électrique dans les zones non interconnectées

EDF, dans ses activités de fournisseur d'électricité, peut fournir une aide technique et un soutien financier pour la mise en œuvre d'actions destinées à favoriser la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et à limiter la consommation. La croissance annuelle de la consommation a ainsi diminué de 3 à 5 points dans toutes les ZNI depuis 2004, EDF estimant que les actions de MDE ont contribué pour environ 1 à 1,5 point à cette réduction.

Les actions de MDE peuvent consister, par exemple, en des aides financières à l'achat d'équipements moins énergivores et plus efficaces, comme des ampoules à basse consommation ou des climatiseurs performants, ou bien à des aides techniques à la rénovation et à l'isolation des logements. Ainsi, par exemple, le fournisseur d'électricité verse une prime de 200 € à ses clients pour l'acquisition d'un chauffe-eau solaire individuel, qui permet une économie substantielle de consommation d'électricité, chiffrée à 150 €/an en termes de gains sur le montant des charges de service public de l'électricité. Ainsi, EDF évalue à 128 M€ le montant des charges de service public de l'électricité évitées par les actions de MDE entreprises en 2016.

En raison du coût de production plus élevé de l'électricité dans les ZNI et de la part importante qu'occupent les énergies fossiles dans la production électrique, le ratio coût-efficacité des actions de MDE en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre est, selon EDF, huit à quinze fois plus favorable qu'en métropole.

3.2. Le dimensionnement du parc de production existant devrait permettre le maintien de l'équilibre offre/demande dans les ZNI à horizon 2020, sous réserve du renforcement des réseaux de distribution

3.2.1. Le dimensionnement du parc de production existant devrait globalement permettre le maintien de l'équilibre offre/demande dans les zones non interconnectées à horizon 2020

D'après les bilans prévisionnels d'EDF en 2015 et 2016, l'équilibre offre/demande est globalement assuré dans les zones non interconnectées à horizon 2020³⁰, sous réserve des renouvellements nécessaires et compte tenu des constructions en cours, à savoir :

- ◆ la mise en service en 2017 d'un groupe bagasse-biomasse de 36,5 MW en Martinique ;
- ◆ la construction d'une turbine à combustion d'une puissance de 41 MW à La Réunion par Albioma pour une entrée en service en 2018.

EDF prévoit aussi :

- ◆ un besoin à court terme de 5 MW supplémentaire de puissance électrique installée pour répondre à la demande à Saint-Barthélemy ;
- ◆ un besoin de 20 MW supplémentaires en pointe devra être satisfait à partir de 2019 en Guyane et un besoin de 20 M€ supplémentaire en base à partir de 2020.

S'agissant des renouvellements nécessaires au maintien de l'équilibre offre/demande, EDF identifie les besoins suivants :

- ◆ en Corse, le renouvellement de la centrale du Vazzio en 2021 ;

³⁰ D'après les bilans prévisionnels d'EDF en 2015 et 2016 dans le scénario de référence. Un scénario de maîtrise de la demande renforcée permettrait de décaler certains investissements dans le temps, voire d'éviter l'apparition de certains besoins. Les bilans prévisionnels d'EDF SEI intègrent les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés dans les PPE à mesure que ces dernières sont publiées et approuvées.

Annexe I

- ♦ en Guyane, le renouvellement des deux turbines à combustion du site de la centrale de Dégrad des Cannes de 20 MW chacune, en 2017 et 2019, et des groupes diesel de la centrale en 2020 ;
- ♦ à Saint-Barthélemy, la mise en service de 15 à 20 MW de nouveaux groupes entre 2018 et 2023 du fait du déclassement d'un groupe thermique chaque année ;
- ♦ à Saint-Martin, la mise en service d'environ 30 MW de nouveaux groupes à horizon 2021 du fait du déclassement des groupes thermiques de la centrale d'EDF.

3.2.2. L'adaptation du parc de production électrique aux besoins doit aller de pair avec le renforcement des réseaux de distribution

EDF SEI, prévoit dans ses bilans prévisionnels, d'importants besoins d'adaptations du réseau 63 kV pour faire face à la croissance de la consommation et à l'augmentation significative de la part des énergies renouvelables. Compte tenu des délais de construction des lignes 63 kV, en raison des oppositions locales et des procédures de concertation avec toutes les parties prenantes, ces travaux doivent être prévus entre deux et cinq ans avant le raccordement des producteurs qu'ils conditionnent.

Plusieurs aménagements sont en cours ou à l'étude :

- ♦ en Guadeloupe : des travaux de renforcement du réseau 63 kV sont à actuellement à l'étude ou en cours de réalisation sur Basse Terre : un poste de transformation 63/20 kV à Trois Rivières, une ligne souterraine 63 kV entre Jarry et Capesterre Belle Eau ainsi que l'implantation d'un poste 63/20 kV à Petit Bourg ;
- ♦ en Corse : la construction de la centrale du Vazzio à proximité d'Ajaccio imposera des renforcements du réseau. L'augmentation de la consommation électrique plus soutenue dans le sud de la Corse requiert également un rééquilibrage de l'implantation des infrastructures de production en faveur de cette région sous peine d'entraîner des contraintes importantes sur le réseau menaçant la sécurité du système électrique ;
- ♦ à La Réunion : la structure particulière du réseau électrique divisé en trois zones différenciées séparées par des barrières naturelles en raison du relief accidenté de l'île entraîne d'importantes fragilités. La construction de la centrale d'EDF PEI a imposé le renforcement du réseau 63 kV entre les zones ouest et nord en 2011 au moyen notamment de la réalisation d'une liaison sous-marine contournant la Grande Chaloupe. L'accroissement de la consommation dans le sud exige en outre le renforcement du réseau reliant le sud à l'ouest, via le projet Liaison Électrique de l'Ouest ;
- ♦ en Guyane : la croissance démographique forte de la région de Saint-Laurent du Maroni nécessite la sécurisation de son approvisionnement en électricité. Le renforcement nécessaire de la ligne haute tension B³¹ entre Kourou et Saint-Laurent du Maroni ne suffira pourtant pas à résoudre cette problématique, qui exige l'installation d'une puissance garantie dans l'ouest de 20 MW à horizon 2025. Une étude en opportunité d'un projet d'interconnexion avec le Suriname à l'ouest et le Brésil à l'est est lancée, mais son échéance n'est pas fixée. Enfin, le développement des communes de l'intérieur, s'il présente de grandes incertitudes en termes de projections, pose des défis particuliers à la Guyane (Encadré 4).

³¹³¹ Ligne dont la tension de fonctionnement est supérieure à 50 000 volts en courant alternatif et supérieure à 75 000 volts en courant continu lissé.

Encadré 4 : Le cas particulier des communes de l'intérieur en Guyane.

Les communes de l'intérieur ne sont pas raccordées au réseau du littoral. Elles sont alimentées en électricité par huit systèmes électriques autonomes exploités par EDF. Cette situation s'applique aux huit communes suivantes³² ainsi qu'à certains de leurs « écarts » ³³ :

- Maripasoula, Papaïchton, Grand Santi et l'écart Apagui Ecole, et Saül : l'autorité concédante de ces communes est la Communauté de communes de l'Ouest guyanais (CCOG) ;
- Saint-Georges, Camopi, Ouanary et Régina de laquelle relève le bourg de Kaw dont les concessions sont gérées au niveau communal.

Un programme d'électrification des villages situés sur le cours du Maroni a été initié en 2009 et devait être mis en service au cours du second semestre 2016. Les nouveaux systèmes électriques isolés, basés sur des centrales hybrides alliant installations photovoltaïques avec stockage et diesel, ont permis l'électrification de sept « écarts » :

- Twenké, Taluen, Elae, Cayode, Antecume-Pata et Pidima, relevant de la commune de Maripasoula ;
- Providence, relevant de la commune d'Apatou.

La prévision de l'évolution de la consommation d'électricité dans les communes de l'intérieur présente de nombreuses incertitudes en raison :

- d'une croissance démographique fortement supérieure au reste de la Guyane, avec par exemple un taux de 12 % entre 1999 et 2014 pour la commune de Papaïchton ;
- d'un accès à l'électricité encore inachevé, bien qu'un processus de rattrapage ait été engagé. Ainsi, en 2012, l'Insee estimait que sur les huit communes mentionnées, 56 % des logements disposaient de l'électricité ;
- d'un taux d'équipement des ménages encore inférieur à la moyenne guyanaise, entraînant également un retard difficile à évaluer.

La production d'électricité dans les communes de l'intérieur repose principalement sur des groupes électrogènes alimentés au diesel, pour un coût de production très élevé. Le ravitaillement en combustible doit être fait par pirogue et dépend donc fortement du caractère navigable des fleuves. Si les énergies renouvelables sont déjà intégrées aux systèmes de production isolés, notamment au moyen d'installations photovoltaïques avec stockage, d'autres projets sont à l'étude, impliquant la biomasse à Saint-Georges et l'hydraulique à Maripasoula afin d'augmenter leur part dans la production électrique des communes de l'intérieur et des écarts.

Source : Bilans prévisionnels pour la Guyane 2015 et 2016, EDF SEI.

³² La commune d'Apatou a été reliée au réseau en septembre 2015 et ne relève donc plus de ce dispositif.

³³ Les écarts sont des sites d'habitation groupés et dispersés sur les bords des deux fleuves frontaliers de la Guyane, pouvant être distants parfois de plusieurs dizaines de kilomètres les uns des autres ainsi que des bourgs-centres.

ANNEXE II

**L'économie des charges de solidarité avec
les zones non interconnectées au réseau
métropolitain continental dans le cadre du
service public de l'énergie**

SOMMAIRE

1. LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ LIÉES À LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE AVEC LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL, FINANCÉES PAR LE BUDGET DE L'ÉTAT DEPUIS 2016, SONT EN FORTE AUGMENTATION DEPUIS 2010.....	1
1.1. Le mécanisme de péréquation tarifaire est à l'origine de surcoûts de production supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité qui font l'objet d'une compensation intégrale par l'État.....	1
1.1.1. <i>Du fait de la péréquation tarifaire, les tarifs appliqués aux consommateurs installés dans les zones non interconnectées ne reflètent pas la réalité du coût de production de l'électricité dans ces territoires.....</i>	<i>1</i>
1.1.2. <i>Les surcoûts de production correspondent à la différence entre la part production des tarifs réglementés de vente applicables dans les zones non interconnectées et le coût de production normal et complet de l'électricité.....</i>	<i>2</i>
1.2. La compensation des charges de solidarité avec les zones non interconnectées est financée par le budget général de l'État et un compte d'affectation spéciale « transition énergétique », qui constituent deux enveloppes solidaires.....	4
1.2.1. <i>La rebudgétisation de la contribution au service public de l'énergie a réparti le financement de la péréquation tarifaire entre deux enveloppes distinctes.....</i>	<i>4</i>
1.2.2. <i>L'évolution des enveloppes financées par le budget et par le compte d'affectation spéciale est solidaire.....</i>	<i>6</i>
1.3. Les dépenses financées par le budget et le compte d'affectation spéciale sont en forte augmentation depuis 2010	7
2. LES COÛTS DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES DES ZONES ÉLECTRIQUES DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES SONT EN FORTE AUGMENTATION TENDANCIELLE DE MOYEN LONG TERME, SOUS RÉSERVE DES INCERTITUDES LIÉES À L'ÉVOLUTION DES TECHNOLOGIES ET DE LEURS COÛTS	9
2.1. Les coûts de production de l'électricité dans les zones non interconnectées sont structurellement élevés et leur structure est mal connue	9
2.2. Le montant des coûts faisant l'objet d'une compensation par l'État est en hausse et a vocation à augmenter à court et moyen terme	15
2.2.1. <i>Le tendanciel de moyen long terme des charges de service public de l'électricité liées à la péréquation tarifaire est en hausse</i>	<i>15</i>
2.2.2. <i>La hausse des charges de service public de l'électricité est rigide à moyen long terme.....</i>	<i>19</i>
2.3. L'impact sur le coût complet des systèmes électriques des zones non interconnectées des investissements à venir pour le développement des énergies renouvelables, du stockage et des actions de maîtrise de la demande d'énergie comporte de fortes incertitudes	28
2.3.1. <i>Le coût des investissements liés au développement des énergies renouvelables et des dispositifs de stockage est fortement évolutif.....</i>	<i>28</i>
2.3.2. <i>L'impact des actions de maîtrise de la demande d'énergie est difficile à prévoir.....</i>	<i>30</i>

1. Les charges de service public de l'électricité liées à la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, financées par le budget de l'État depuis 2016, sont en forte augmentation depuis 2010

1.1. Le mécanisme de péréquation tarifaire est à l'origine de surcoûts de production supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité qui font l'objet d'une compensation intégrale par l'État

1.1.1. Du fait de la péréquation tarifaire, les tarifs appliqués aux consommateurs installés dans les zones non interconnectées ne reflètent pas la réalité du coût de production de l'électricité dans ces territoires

Le service public de l'électricité, conformément à l'article L. 121-1 du code de l'énergie, a « pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national » et notamment, dans le cadre des objectifs définis par la programmation pluriannuelle de l'énergie à l'article L. 121-3 du même code, de « garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental ».

Dans un but de cohésion sociale, le code de l'énergie prévoit un mécanisme de péréquation nationale des tarifs, assurant la fourniture d'électricité à des tarifs réglementés de vente sur l'ensemble du territoire. Ce mécanisme, qui s'applique aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI), leur permet de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale (article L. 121-5). L'accès aux tarifs réglementés de vente est ouvert :

- ♦ sur le territoire métropolitain, à tous les consommateurs finals domestiques ou non domestiques ayant souscrit à une puissance inférieure ou égale à 36 kVA (article L. 337-7 du code de l'énergie) ;
- ♦ dans les ZNI, à tous les consommateurs finals domestiques ou non domestiques (article L. 337-8 du code de l'énergie).

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition¹ :

- ♦ du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
- ♦ du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché ;
- ♦ de la garantie de capacité ;
- ♦ des coûts d'acheminement de l'électricité, qui sont déterminés en fonction des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), qui font l'objet d'une péréquation nationale ;
- ♦ des coûts de commercialisation, c'est-à-dire les coûts liés aux activités de maîtrise de la demande du fournisseur historique ;
- ♦ d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Les consommateurs s'acquittent :

¹ Article L. 337-6 du code de l'énergie.

Annexe II

- ♦ d'une part fixe, sous forme d'un abonnement, pour rémunérer l'investissement et couvrir les coûts de maintenance des centrales ; le prix de l'abonnement dépend de la puissance du compteur et de l'option tarifaire choisie (les options tarifaires permettent une adaptation plus ou moins fine aux variations horaires des coûts) ;
- ♦ une part variable, fonction de la quantité d'électricité consommée (en kWh), théoriquement proche de la tarification au coût marginal.

Les consommateurs résidentiels et petits professionnels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, dont les tarifs réglementés sont dits « bleus », bénéficient, à la date de la mission, des mêmes grilles tarifaires sur l'ensemble du territoire, dans les ZNI comme en métropole continentale.

Les tarifs réglementés ont été supprimés pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA installés en métropole continentale. Dans les ZNI, en revanche, ces mêmes consommateurs bénéficient encore de différents tarifs réglementés :

- ♦ des tarifs dits « jaunes » pour les clients raccordés en basse tension installés en Corse et dans les îles bretonnes² ;
- ♦ des tarifs dits « bleu + » pour les clients raccordés en basse tension installés dans l'ensemble des ZNI hors Corse et îles bretonnes ;
- ♦ des tarifs dits « verts » spécifiques à chaque territoire pour les clients raccordés en haute tension.

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

Les tarifs appliqués aux consommateurs installés dans les ZNI évoluent donc indépendamment des coûts de production de l'électricité. En 2015, par exemple, les recettes supposées couvrir les coûts de production et d'achat d'électricité par les fournisseurs historiques dans les ZNI ne couvraient que 25,2 % des coûts correspondants. Les coûts supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité non couverts par les recettes tarifaires font l'objet d'une compensation au titre de la mise en œuvre des obligations de service public.

1.1.2. Les surcoûts de production correspondent à la différence entre la part production des tarifs réglementés de vente applicables dans les zones non interconnectées et le coût de production normal et complet de l'électricité

D'après l'article L. 121-6 du code de l'énergie, les coûts de production et de fourniture résultant de la mise en œuvre des obligations de service public par les fournisseurs d'électricité qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires, détaillés dans les articles R. 121-26 à R. 121-29 du code de l'énergie, font l'objet d'une compensation intégrale par l'État.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie selon des modalités définies par les articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie. Elle procède à cette évaluation sur la base des déclarations des opérateurs qui les supportent.

² Depuis le 31 décembre 2015, les consommateurs résidant dans les îles bretonnes bénéficient des barèmes des TRV applicables en Corse.

Annexe II

La méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI et portés par Électricité de France Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) ou Électricité de Mayotte (EDM) ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et les deux opérateurs a fait l'objet d'une délibération de la CRE le 23 avril 2015³. D'après les conclusions de cette délibération :

- ◆ les « surcoûts » de production supportés par les fournisseurs historiques pour l'électricité qu'ils produisent et vendent sont calculés comme l'écart entre le « coût de production normal et complet » pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et la « part production » du tarif réglementé de vente ;
- ◆ les « surcoûts » de production liés aux contrats d'achat sont définis comme l'écart entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat (au coût normal et complet évalué *ex ante* par la CRE pour les contrats de gré à gré) et la part production du tarif réglementé de vente.

Pour le calcul de ces « surcoûts », à savoir les coûts supportés par les entreprises locales de fourniture d'électricité qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires, on restitue au sein de celles-ci une « part production » qui inclut :

- ◆ hors recettes d'acheminement de l'électricité :
 - les recettes de commercialisation, bien identifiées, qui couvrent les coûts liés aux activités de maîtrise de la demande des fournisseurs historiques ;
 - les recettes couvrant les coûts de gestion de clientèle (dépenses de facturation, de relation clientèle, etc.) qui ne sont pas liées aux activités de distribution (ces dernières étant bien identifiées dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et correspondant à environ 20 % des coûts totaux de gestion de la clientèle) ;
 - la part restante, dite « production pure » ;
- ◆ prélevées sur les recettes d'acheminement :
 - les recettes tirées de la vente des pertes, techniques et non techniques, qui correspondent à la différence entre le volume d'électricité produit par EDF et le volume d'électricité effectivement consommé (entre 7 et 11 % de la production électrique brute suivant les ZNI). Elles sont refacturées par la branche réseau à la branche production en interne, ce qui aboutit de fait à une compensation de ces pertes ;
 - les recettes couvrant les coûts des services systèmes, comprises dans les recettes d'acheminement, qui correspondent aux frais d'exploitation spécifiques au système. Le montant de ces frais dépend des caractéristiques des installations et du réseau (extension du réseau, quantité d'énergies fatales injectées, inertie des moteurs utilisés dans les centrales thermiques, existence de dispositifs de stockage, etc.).

Le « coût normal et complet » pour le type d'installation de production considéré dans une zone donnée correspond aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production permettant :

- ◆ d'apporter la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau de la zone considérée ;

³ Délibération de la CRE du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

- ♦ de répondre à un objectif de politique énergétique prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Il tient compte du taux de rémunération du capital nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et en Corse, fixé à 11 % par un arrêté du ministre délégué à l'industrie en date du 23 mars 2006⁴. Pour les investissements réalisés avant cette date, ainsi que pour ceux qui concernent les îles bretonnes et l'île de Chausey, le taux de 7,25 % utilisé pour la rémunération des capitaux investis avant la publication de l'arrêté continue à s'appliquer.

1.2. La compensation des charges de solidarité avec les zones non interconnectées est financée par le budget général de l'État et un compte d'affectation spéciale « transition énergétique », qui constituent deux enveloppes solidaires

1.2.1. La rebudgétisation de la contribution au service public de l'énergie a réparti le financement de la péréquation tarifaire entre deux enveloppes distinctes

Les coûts résultant de la mise en œuvre des obligations de service public par les fournisseurs d'électricité non couverts par les recettes tarifaires font l'objet d'une compensation intégrale par l'État (article L. 121-6 du code de l'énergie), selon des modalités qui ont connu différentes formes :

- ♦ un fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) prévu par la loi du 10 janvier 2000, financé au moyen d'un prélèvement sur les producteurs, fournisseurs et importateurs d'électricité ;
- ♦ la contribution au service public de l'énergie (CSPE), créée par l'article 5 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés publics du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, qui est acquittée par l'ensemble des consommateurs et comptabilisée et contrôlée selon des modalités extrabudgétaires ;
- ♦ l'intégration au budget de l'État, depuis la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015, qui a rendu possible la mise en conformité du dispositif avec les règles constitutionnelles et communautaires s'appliquant aux recettes fiscales, notamment le régime européen des aides d'État.

Le programme budgétaire 345 « service public de l'énergie » intégré à la mission « Écologie, développement et mobilité durables », comprend une action (n° 1) intitulée « solidarité avec les zones non interconnectées », qui finance les charges liées :

- ♦ aux coûts de production d'électricité à partir des installations appartenant aux fournisseurs historiques⁵ qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires ;
- ♦ aux coûts pour les fournisseurs historiques résultant de contrats de gré-à-gré conclus avec les producteurs tiers (différence entre le coût d'achat d'électricité dans le cadre de ces contrats et les coûts de production évités les fournisseurs historiques diminués des recettes tarifaires qu'ils auraient perçues), quelle que soit la nature de l'installation considérée, qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires ;
- ♦ au coût des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système ;

⁴ Arrêté du 23 mars 2006 du ministre délégué à l'industrie relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

⁵ EDF SEI, Électricité de Mayotte, Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna.

Annexe II

- ♦ aux coûts liés à la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) ;
- ♦ aux coûts liés à la réalisation d'études en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement identifiés dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

Les autres actions du programme 345 financent en outre :

- ♦ les dispositifs d'aide aux ménages en situation de précarité énergétique ;
- ♦ le soutien à la cogénération ;
- ♦ les frais de service de la Caisse des dépôts et consignations⁶ et du Médiateur de l'énergie.

Les charges imputables à la péréquation tarifaire dans les ZNI incluent également :

- ♦ les coûts pour les fournisseurs historiques résultant des contrats d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans le cadre du dispositif de l'obligation d'achat, des appels d'offres ou d'arrêtés tarifaires, qui ne sont pas couverts par les recettes tarifaires ;
- ♦ le coût des études techniques préalables au lancement d'appels d'offre pour le développement d'énergies renouvelables électriques ;
- ♦ le coût des mesures de soutien à l'effacement de consommation électrique.

Ces charges, qui bénéficient d'une autorisation dans le cadre du régime européen des aides d'État au titre du soutien au développement des énergies renouvelables, sont financées par le compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique », créé à la même date⁷.

Suite à sa rebudgétisation, le financement des charges de service public de l'électricité est assuré par le produit de quatre taxes :

- ♦ la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), qui remplace, pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015, la contribution au service public de l'énergie (CSPE), la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) et la contribution biométhane⁸. Elle est due par les fournisseurs pour toute livraison à un consommateur final ou toute consommation finale quelle que soit la puissance souscrite⁹ ;
- ♦ la taxe intérieure de consommation du gaz naturel (TICGN) ;
- ♦ la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE, ancienne taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers ou TIPP) perçue notamment sur les produits d'origine pétrolière ;
- ♦ la taxe intérieure de consommation sur les houilles, lignites et coke (TICC).

Depuis la loi de finances pour 2017, le CAS est alimenté par une fraction de la TICPE et de la TICC (respectivement 39 % et 9,1 %) et la TICFE et la TICGN sont intégralement affectées au budget général. Le produit de la TICPE représente plus de 80 % du produit d'ensemble (voir Encadré 1 et Tableau 1).

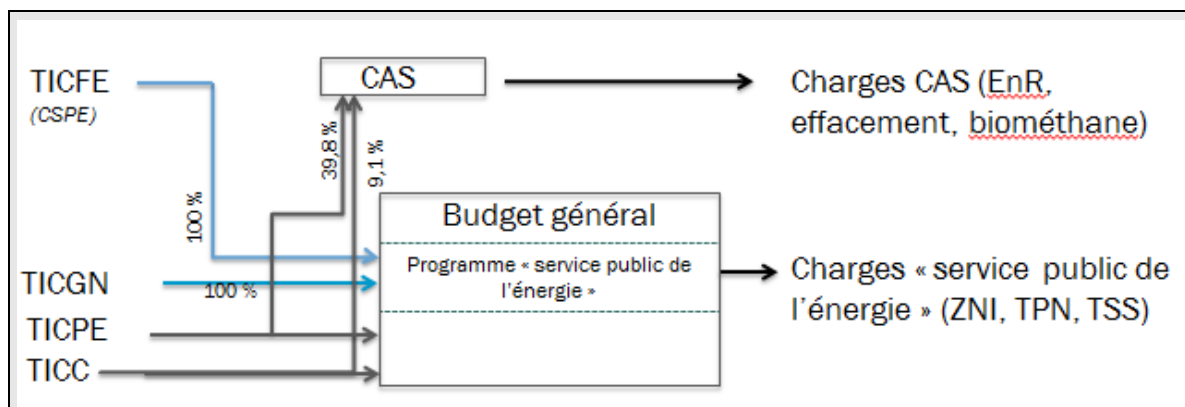
⁶ L'article 5 de la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015 confie en effet à la Caisse des dépôts et consignations pour le compte de l'État le versement, sur une base mensuelle, des compensations dues aux opérateurs au titre des charges de service public de l'énergie.

⁷ Créé par l'article 5 de la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015. Le programme 764 « Engagements financiers liés à la transition énergétique » du même CAS finance également le remboursement aux opérateurs du déficit accumulé par le mécanisme de compensation antérieur au 31 décembre 2015.

⁸ La suppression de ces taxes est aussi compensée à partir de 2016 par une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel.

⁹ Article 266 *quinquies* C du code des douanes. Depuis le 1^{er} janvier 2016, la CSPE a été intégrée au mécanisme de la TICFE : les fournisseurs en prélèvent le montant en l'intégrant aux factures clients et la reversent aux services douaniers.

Encadré 1 : Financement des charges de service public d'électricité



Source : Loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017.

Tableau 1 : Évaluation du produit des taxes affectées au financement des charges de service public de l'électricité (€)

	Évaluation pour 2017	dont affectation au CAS « transition énergétique »
TICPE	16 219 000 000	6 982 200 000
TICC, TICGN, TICFE	3 585 195 000	1 000 000
Total	19 804 195 000	6 983 200 000

Source : Projet de loi de finances pour 2017.

1.2.2. L'évolution des enveloppes financées par le budget et par le compte d'affectation spéciale est solidaire

La CRE est chargée, lors de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie, de distinguer les montants respectifs des charges relevant du compte d'affectation spéciale « *transition énergétique* » et de celles relevant du compte « *service public de l'énergie* » du programme 345 du budget général.

S'agissant des charges liées à l'achat d'électricité par les fournisseurs historiques, la répartition des dépenses entre les deux enveloppes est liée à la nature juridique des contrats (contrats de gré à gré ou contrats passés sous le régime de l'obligation d'achat, après appel d'offre ou en vertu d'un tarif réglementé) et non au type d'énergie, renouvelables ou non, utilisé pour la production d'électricité. Sont ainsi financés :

- ◆ sur le compte d'affectation spéciale les surcoûts résultant de l'achat d'électricité produite à partir de :
 - biogaz ;
 - éolien ;
 - l'incinération de déchets ménagers ;
 - petit hydraulique ;
 - photovoltaïque ;
- ◆ sur le budget général, les surcoûts résultant de l'achat d'électricité issue de :
 - bagasse/charbon ;
 - biomasse ;
 - géothermie ;
 - production thermique ;
 - ou d'une interconnexion.

Cependant, ces deux enveloppes ne sont pas étanches.

La répartition des dépenses, hors surcoûts de production des fournisseurs historiques, entre le programme 345 du budget général et le CAS, selon la nature juridique des contrats et non selon que la production d'électricité est issue d'énergies renouvelables ou non, conduit ainsi à des transferts de charges du CAS vers le budget général lorsque des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables vendent leur production aux opérateurs historiques sous le régime du contrat de gré-à-gré plutôt que de l'obligation d'achat :

- ◆ lorsque des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables concluent un second contrat d'achat sous le régime de l'obligation d'achat, comme ils en ont le droit, à titre dérogatoire, dans les ZNI (art. L. 314-2 du code de l'énergie), ce contrat est un contrat de gré-à-gré, dont les surcoûts sont financés par le budget général ;
- ◆ lorsqu'en raison du faible niveau de la concurrence dans les zones non interconnectées et lorsque les coûts sont mal connus, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) recommande de recourir aux contrats de gré-à-gré, qui font l'objet d'une instruction fine des éléments de coûts, de préférence aux appels d'offres ou arrêtés tarifaires. Si les recommandations de la CRE sont suivies, il faut s'attendre à une augmentation du nombre de contrats de gré-à-gré dans le domaine des énergies renouvelables¹⁰.

Certaines charges imputées respectivement sur chacune des deux enveloppes sont liées : ainsi, l'insertion des énergies intermittentes à caractère fatal à grande échelle dans le réseau telle qu'elle est prévue en ZNI impose des investissements spécifiques, par exemple dans des moyens de stockage et des actions de maîtrise de la demande d'énergie, qui sont financés par le budget.

Inversement, on peut s'attendre à ce que le développement des énergies renouvelables dans le mix électrique des îles permette de limiter le recours aux installations thermiques, et, de ce fait, les charges de combustibles, qui constituent le principal facteur de coût variable.

1.3. Les dépenses financées par le budget et le compte d'affectation spéciale sont en forte augmentation depuis 2010

De 2010 à 2016, le montant des charges de service public liées à la péréquation tarifaire a augmenté de 74 %, passant d'environ 965 M€ à 1 680 M€ (voir Tableau 2). Le périmètre de ces charges correspondant à la part financée par le budget général depuis la réforme de 2015, qui constitue 85 % de l'enveloppe totale en 2016, a augmenté de 56 % sur la période. Conformément à la montée en charge programmée des énergies renouvelables dans les ZNI, le périmètre de ces charges correspondant à la part financée par le compte d'affectation spéciale a été multiplié par plus de cinq sur la même période.

Tableau 2 : Historique du montant des charges de service public de l'électricité liées à la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées (2010-2016)

M€	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Évolution 2010-2016 (%)
Montant des charges de service public	965,34	1 241,99	1 421,91	1 561,65	1 752,44	1 790,20	1 681,27	+ 74

¹⁰ Aujourd'hui, ces contrats concernent essentiellement des centrales thermiques alimentées en tout ou partie par de la biomasse.

Annexe II

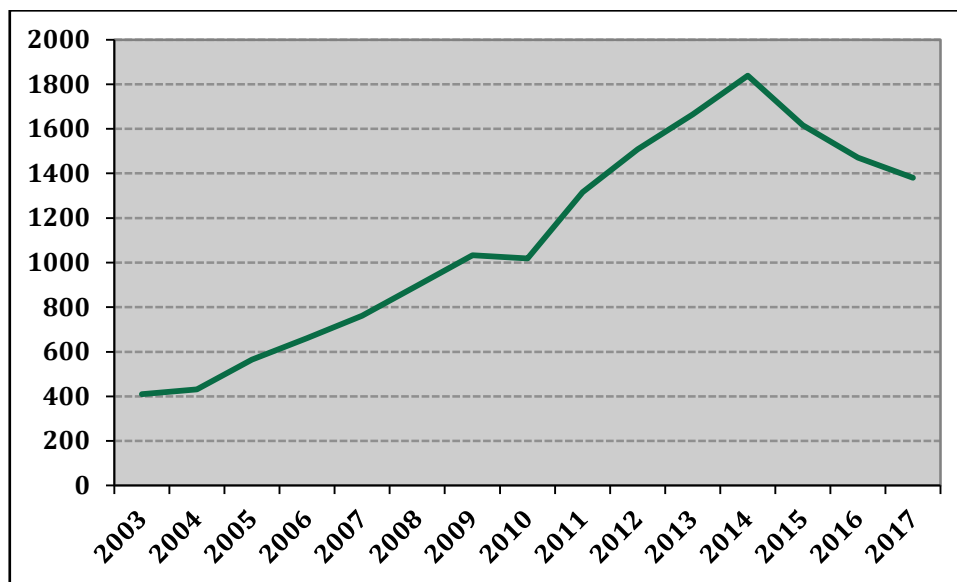
M€	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Évolution 2010-2016 (%)
dont périmètre financé par le budget général depuis 2016	916,83	1 133,67	1 220,89	1 333,63	1 512,49	1 543,08	1 427,72	+ 56
dont périmètre financé par le compte d'affectation spéciale« transition énergétique » depuis 2016	48,50	108,32	201,02	228,02	239,96	247,12	253,56	+ 423

Source : Données fournies par EDF SEI.

En forte augmentation depuis le début des années 2000, le montant de la compensation liée au dispositif de péréquation tarifaire dans les ZNI connaît une baisse conjoncturelle entre 2015 et 2017 (voir Graphique 1). Cette diminution s'explique principalement par le retour à une hydraulité normale en Guyane qui fait suite à une forte diminution. Elle correspond donc à un moindre recours aux moyens de production thermique au profit des installations hydrauliques, dont les coûts de production sont moins élevés. Le maintien des cours du pétrole à un niveau relativement bas permet également de contenir l'évolution des surcoûts liés à l'utilisation du parc thermique.

En revanche, sur la même période 2015-2017, la part des contrats d'achat d'électricité issue d'énergies renouvelables sous régime d'obligation d'achat financés par le CAS est en légère hausse, tandis que celle de ces mêmes contrats hors obligation d'achat est en très forte hausse relative (+280 %) (Tableau 3).

Graphique 1 : Évolution du montant des charges de solidarité avec les ZNI financées par le budget général entre 2003 et 2017 (M€)



Source : Mission, à partir de données de la CRE. Ces données ne comprennent pas Wallis-et-Futuna.

Tableau 3 : Évolution des charges de service public de l'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) entre 2015 et 2017

Charges (M€)	2015	2016	2017	Évolution 2015-2017 (%)
Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	697,6	663,2	633,7	-9,16
Contrats d'achat d'électricité hors énergies renouvelables	911,9	796,8	720	-21,04
Énergies renouvelables sous contrat de gré-à-gré (budget)	7	10,7	26,6	+280
Total des charges de « solidarité avec les ZNI » financées par le budget général	1 616,5	1 470,7	1 380,3	-14,59
Énergies renouvelables sous obligation d'achat (compte d'affectation spéciale)	254,7	282,9	298,1	+17,03

Source : Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017, annexe 7.

2. Les coûts des systèmes électriques des zones électriques dans les zones non interconnectées sont en forte augmentation tendancielle de moyen long terme, sous réserve des incertitudes liées à l'évolution des technologies et de leurs coûts

2.1. Les coûts de production de l'électricité dans les zones non interconnectées sont structurellement élevés et leur structure est mal connue

En raison des contraintes de production spécifiques aux ZNI évoquées plus haut, les coûts de production de l'électricité dans les ZNI sont structurellement plus élevés qu'en métropole (225 €/MWh en moyenne en 2013 d'après la CRE), avec des variations importantes selon les caractéristiques du parc installé (172 €/MWh en Corse et 259 €/MWh en Martinique, par exemple) ; ils sont plus élevés encore dans l'île bretonne d'Ouessant, où ils sont de l'ordre de 450 €/MWh et ils culminent dans la petite île normande de Chausey, où ils s'élèvent à 835 €/MWh (voir Encadré 2).

Par comparaison, la même année 2013, le prix spot moyen sur les bourses de l'électricité était de 43,2 € en France¹¹ et la Cour des comptes évaluait le coût moyen de production de l'électricité à 54,4 €/MWh en métropole¹².

Encadré 2 : Les coûts de production de l'électricité dans l'île normande de Chausey

L'île normande de Chausey se caractérise par des coûts de production au MWh particulièrement élevés, de l'ordre de 700 € à 900 € environ sur la période 2012-2015, soit le double des coûts enregistrés sur la même période à Ouessant et quatre fois ceux de Molène et de Sein.

Ces coûts élevés s'expliquent principalement par l'extrême variabilité de la consommation et sa concentration sur des périodes très courtes. Contrairement à Ouessant, Molène et Sein, qui constituent chacune une commune et comportent une population permanente substantielle, la population de Chausey s'élève à moins d'une dizaine d'habitants permanents. La plupart des quelque 120 abonnés résidentiels sont des résidences secondaires, occupées principalement les week-ends de grandes marées. Il en résulte des appels de puissance concentrés sur des périodes courtes, correspondant principalement à des usages de chauffage pour lesquels il n'est pas pertinent de recourir à de

¹¹ RTE, *Bilan électrique 2013*.

¹² En tenant compte des investissements prescrits par l'Autorité de sûreté nucléaire après l'accident de Fukushima.

Annexe II

l'électricité produite au fioul (consommation triplée, environ, relativement à un usage direct du fioul en chaudière) et qui ne suffisent pas à rentabiliser des investissements dans les moyens de production d'électricité. En outre, en l'absence de collectivité insulaire, l'ensemble des moyens humains et techniques nécessaires aux interventions sur le système électrique doit être acheminé à grands frais depuis le continent.

Or les recettes tarifaires ne permettent de couvrir que 5 % des coûts sur la même période, soit de deux à quatre fois moins que sur pour les îles du Ponant. La compensation des charges supportées par EDF SEI et non couvertes par les recettes de production a représenté entre 400 000 € et 500 000 € par an depuis 2012, soit, en 2016, la somme des compensations pour l'île de Sein et pour l'île de Molène, qui regroupent à elles deux 400 habitants environ.

Source : Mission, sur la base des informations fournies par EDF SEI.

En 2015, les coûts de production d'électricité, c'est-à-dire les coûts supportés directement par les entreprises locales de fourniture, représentent encore l'intégralité des coûts à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes. En Corse, en Guadeloupe, en Martinique et à La Réunion, en revanche, ces coûts représentent une part inférieure (Corse, Martinique) voire très inférieure (Guadeloupe, La Réunion) à 50 % de la production (de 14 % à la Réunion à 47 % en Martinique, voir Tableau 4). Cette situation s'explique principalement par la filialisation de la production thermique d'EDF au sein de sa filiale EDF production électrique insulaire (EDF PEI), EDF SEI n'ayant conservé que les parcs thermique et hydraulique historiques. Les coûts liés aux contrats d'achat d'électricité issue d'énergies renouvelables, nuls à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes à cette date, varient dans les autres territoires de 7 % à Mayotte à 14 % en Corse.

La prédominance du parc thermique conventionnel dans les installations gérées par les fournisseurs historiques dans les ZNI se traduit dans la structure des coûts par la part prépondérante des coûts variables sur les coûts fixes, du fait de l'importance des coûts d'achat des combustibles : plus de 85 % des coûts de fonctionnement en 2015 dans les îles bretonnes et à Mayotte, autour des deux tiers en Corse, Guadeloupe, Saint-Pierre-et-Miquelon, Guyane, 78 % en Martinique (voir Tableau 6). Cette part est d'autant plus élevée que les installations sont anciennes, dans la mesure où les installations arrivant en fin de période d'amortissement sont caractérisées par des coûts fixes relativement faibles, tandis que leurs coûts variables demeurent élevés, ce qui explique les taux plus élevés enregistrés dans les îles bretonnes et à Mayotte. S'agissant des contrats d'achat, le rapport part fixe/ part variable est moins significatif, dans la mesure où les contrats en vigueur ne comprennent pas tous de part fixe, mais seulement une compensation proportionnelle à l'énergie produite.

La structure de ces coûts est mal connue :

- ◆ les coûts de la production assurée par les fournisseurs historiques sont les mieux connus, dans la mesure où leur comptabilité fait l'objet d'examens annuels par la CRE, mais ils ne sont pas ventilés par groupes installés, ce qui ne permet pas de mesurer la rentabilité comparée des différentes installations. Dans l'ensemble, la prédominance de la production thermique se traduit par le poids des coûts variables sur les coûts fixes, principalement du fait des coûts de combustibles (plus de 85 % en 2015 dans les îles bretonnes et à Mayotte, autour des deux tiers en Corse, Guadeloupe, Saint-Pierre-et-Miquelon, Guyane, 78 % en Martinique) ;
- ◆ les coûts de production des producteurs tiers ayant conclu un contrat d'achat de gré à gré avec les fournisseurs historiques font l'objet d'un examen détaillé *ex ante* par la CRE, qui détermine le montant de la compensation octroyée aux fournisseurs historiques. La délibération de la CRE du 23 avril 2015 prévoit que la compensation versée aux opérateurs comporte :
 - une part fixe, qui comprend :
 - la rémunération des capitaux investis ;

Annexe II

- l'amortissement du capital ;
- la rémunération du besoin en fonds de roulement ;
- les coûts fixes d'exploitation, différenciés entre coûts fixes de personnel et hors personnel ;
- les dépenses de gros entretien de renouvellement ;
- une part proportionnelle à l'électricité produite, couvrant les charges variables d'exploitation, principalement les charges liées à l'achat de combustibles.

Pour les producteurs disposant d'un contrat d'achat, le montant de la compensation est accompagné :

- de clauses d'ajustement et de révision du prix d'acquisition ;
- d'un régime de bonus/malus et de pénalités, incitant le producteur à se conformer aux objectifs contractuels en matière de disponibilité des équipements. Pour les fournisseurs historiques, un dispositif de malus s'applique en cas d'indisponibilité non programmée de leurs moyens de production.

Avant la délibération de la CRE du 23 avril 2015, ces contrats ne comportaient pas nécessairement de part fixe, si bien que le rapport entre parts fixes et parts variables calculé à la date de la mission n'est pas significatif. En outre, l'évolution des coûts depuis la mise en fonctionnement de l'installation n'est pas connue, sauf lorsque la sollicitation d'un avenant donne l'occasion à la CRE d'en étudier le détail ;

- ♦ les coûts de production des producteurs tiers bénéficiant de l'obligation d'achat (contrat passé suite à un appel d'offre ou tarif), rémunérés à l'énergie produite, ne sont pas connus dans le détail ;
- ♦ les coûts de réseau supportés par EDF, gestionnaire de réseau, sont en réalité mal connus. Ils sont compensés par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) facturé aux consommateurs et les coûts non couverts par les recettes correspondantes font l'objet d'une compensation forfaitaire par Enedis de l'ordre de 150 M€ depuis 2014 (contre 53 M€ entre 2010 et 2013). EDF n'est pas en mesure de fournir le détail de ces coûts ni leur ventilation par territoire. À Mayotte, les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité correspondent aux coûts de ces réseaux supportés par EDM¹³. Ces coûts ont augmenté de près de 150 % entre 2006 et 2016 (voir Tableau 5), augmentation à mettre en rapport avec la forte augmentation de la population sur la même période.

¹³ Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, article 82.

Annexe II

Tableau 4 : Coûts de production et coûts d'achats d'électricité supportés par les fournisseurs historiques dans les zones non interconnectées en 2015

Coûts (€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Mayotte	Total ZNI
Coûts de production	207 784 756	130 551 394	172 300 725	195 745 216	83 638 957	28 588 764	4 120 805	109 271 434	932 002 051
Coûts d'achat (énergie renouvelable (ENR))*	67 371 048	59 526 099	36 688 652	27 960 621	112 916 727	-	7 653	7 678 084	312 148 884
Coûts d'achat (non ENR)	193 107 829	355 456 580	156 517 358	11 932 631	404 812 903	-	-	-	1 121 827 301
Total des coûts d'achat	260 478 877	414 982 679	193 206 010	39 893 252	517 729 630	-	7 653	7 678 084	1 433 976 185
Total des coûts	468 263 633	545 534 073	365 506 735	235 638 468	601 368 587	28 588 764	4 128 458	116 949 518	2 365 978 236
Part des coûts de production (%)	44	24	47	83	14	100	100	93	39
Part des coûts d'achats ENR (%)	14	11	10	12	19	0	0	7	13

*Source : Mission, à partir des données fournies par la Commission de régulation de l'énergie. * L'électricité produite dans les centrales fonctionnant à la bagasse et au charbon n'est pas comptée comme ENR.*

Tableau 5 : Coûts de distribution supportés par Électricité de Mayotte de 2006 à 2016

k€	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Augmentation 2006-2016 (%)
Charges de distribution	7 845	8 368	8 205	8 975	9 744	11 522	14 052	14 260	15 440	16 978	19 660	151
dont achats et services extérieurs	2 610	3 007	2 437	2 894	2 942	2 642	3 420	3 468	3 456	3 688	4 725	81
dont frais de personnel	1 951	1 972	2 070	2 242	2 649	3 966	4 802	5 609	6 097	6 324	6 720	244
dont amortissements et provisions	3 032	3 205	3 411	3 568	3 940	4 675	5 543	4 874	5 334	5 796	7 237	139
dont autres charges d'exploitation	252	184	287	271	212	240	288	309	552	1 169	978	288
Divers (*)	248	801	319	775	786	515	566	1 152	6 861	446	248	-
Total coûts de distribution	8 093	7 567	7 886	8 200	8 958	11 007	13 486	15 412	22 301	17 424	19 908	146

*Source : Données fournies par Électricité de Mayotte. *Rémunération des capitaux investis, coûts des services systèmes, pertes, produits exceptionnels et recettes affectées.*

Tableau 6 : : Part respective des coûts fixes et des coûts variables dans les coûts de production et coûts d'achats d'électricité supportés par les fournisseurs historiques dans les zones non interconnectées en 2015

Coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Mayotte
Coûts de production	207 784 756	130 551 394	172 300 725	195 745 216	83 638 957	28 588 764	4 120 805	109 271 434
Coûts fixes	71 268 307	45 523 942	37 987 280	58 905 458	41 138 807	9 268 086	579 428	14 558 297
Part des coûts fixes (%)	34	35	22	30	49	32	14	13

Annexe II

Coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Mayotte
Coûts variables	136 516 450	85 027 452	134 313 445	136 839 758	42 500 150	19 320 678	3 541 377	94 713 137
Part des coûts variables (%)	66	65	78	70	51	68	86	87
Coûts d'achat (ENR)	67 371 048	59 526 099	36 688 652	27 960 621	112 916 727	-	7 653	7 678 084
Part fixe	506 593	153 207	332 694	1 959 083	-	-	-	-
Part variable	66 864 455	59 257 107	36 357 408	26 001 538	112 868 108	-	7 653	7 678 084
Part complémentaire	-	115 785	1 450	-	48 619	-	-	-
Coûts d'achat (non ENR)	193 107 829	355 456 580	260 354 191	11 932 631	404 812 903	-	-	-
Part fixe	78 112 370	146 682 335	110 517 956	2 684 729	194 941 554	-	-	-
Part variable	95 539 731	140 360 860	108 725 634	8 969 978	148 215 787	-	-	-
Part complémentaire	19 455 728	68 413 385	41 110 601	277 924	61 655 562	-	-	-

Source : Mission, à partir des données fournies par la Commission de régulation de l'énergie.

Tableau 7 : Détail des coûts de production et des coûts d'achat d'électricité supportés par les fournisseurs historiques dans les zones non interconnectées en 2015

Coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Mayotte
Coûts de production								
Coûts fixes	207 784 756	130 551 394	172 300 725	195 745 216	83 638 957	28 588 764	4 120 805	109 271 434
Rémunération des capitaux	71 268 307	45 523 942	37 987 280	58 905 458	41 138 807	9 268 086	579 428	14 558 297
Amortissements	42 560 348	14 368 358	15 380 772	32 871 102	17 819 952	7 617 146	247 958	13 464 159
Frais de structure, de siège et prestations externes	15 952 720	17 718 767	11 441 880	13 806 791	8 546 333	1 586 595	331 470	473 150
Coûts variables	12 755 239	13 436 817	11 164 628	12 227 565	14 772 522	64 345	-	620 988
Achats de combustibles hors taxes	136 516 450	85 027 452	134 313 445	136 839 758	42 500 150	19 320 678	3 541 377	94 713 137
Personnel, charges externes et autres achats	78 861 747	39 790 355	86 231 206	71 516 447	2 743 384*	12 879 892	1 824 687	71 217 070
Impôts et taxes	34 095 694	22 729 723	29 061 356	40 025 239	12 641 076	6 227 535	1 583 907	19 789 248
Coûts de commercialisation	13 148 328	13 330 600	8 555 002	19 745 142	14 522 715	34 955	132 783	701 109
Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	7 197 111	8 352 446	7 596 783	3 728 784	12 500 285	88 215	-	1 525 520
Coûts d'achat (ENR)	3 213 570	824 329	2 869 099	1 824 147	92 690	90 081	-	1 480 190
Part fixe	67 371 048	59 526 099	36 688 652	27 960 621	112 916 727	-	7 653	7 678 084
Part variable	506 593	153 207	332 694	1 959 083	-	-	-	-
	66 864 455	59 257 107	36 357 408	26 001 538	112 868 108	-	7 653	7 678 084

Annexe II

Coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Mayotte
Part complémentaire	-	115 785	1 450	-	48 619	-	-	-
Coûts d'achat (non ENR)	193 107 829	355 456 580	260 354 191	11 932 631	404 812 903	-	-	-
Part fixe	78 112 370	146 682 335	110 517 956	2 684 729	194 941 554	-	-	-
Part variable	95 539 731	140 360 860	108 725 634	8 969 978	148 215 787	-	-	-
Part complémentaire	19 455 728	68 413 385	41 110 601	277 924	61 655 562	-	-	-

Source : Mission, à partir des données fournies par la Commission de régulation de l'énergie. *La faible part relative des coûts de combustibles dans les coûts variables de production de La Réunion s'explique par la mise en service progressive, depuis 2012, de la centrale Port Est d'EDF PEI en remplacement d'une centrale d'EDF SEI. Les coûts correspondants ont donc été transférés des coûts de production d'EDF SEI aux coûts d'achat hors ENR. EDF SEI garde en gestion la production hydraulique.

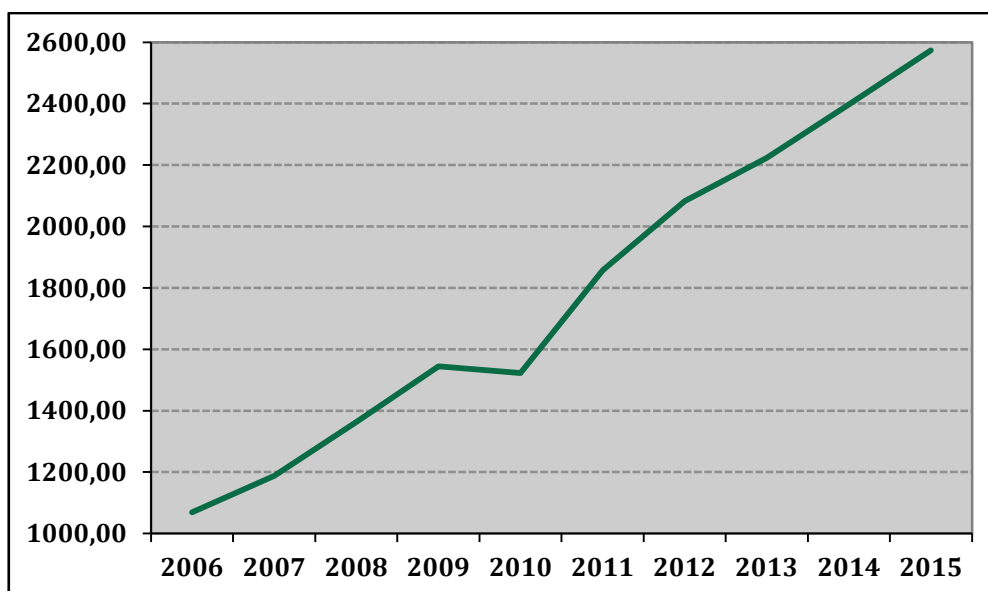
2.2. Le montant des coûts faisant l'objet d'une compensation par l'État est en hausse et a vocation à augmenter à court et moyen terme

2.2.1. Le tendanciel de moyen long terme des charges de service public de l'électricité liées à la péréquation tarifaire est en hausse

L'augmentation tendancielle du coût des systèmes électriques des zones non interconnectées n'est pas corrélée à une augmentation parallèle des tarifs, entraînant une hausse des charges de service public de l'électricité

La tendance de moyen long terme est en effet à une hausse significative des coûts du système électrique dans les ZNI (voir Graphique 2). Ainsi, entre 2006 et 2015, les coûts de production d'électricité totaux dans les ZNI ont augmenté de 121 %.

Graphique 2 : Évolution des coûts globaux de production d'électricité dans les ZNI entre 2006 et 2015 (M€).



Source : Mission, d'après données fournies par la CRE. Ces données ne comprennent pas Wallis-et-Futuna.

Or cette augmentation n'est directement corrélée :

- ◆ ni avec l'évolution démographique sur la période, encore en hausse dans certains territoires, mais stabilisée sur la période dans d'autres :
 - la Corse, La Réunion, et surtout la Guyane, continuent de connaître un accroissement démographique relativement important : sur la période 2006-2014, les populations de La Réunion et de la Corse se sont accrues de respectivement 7,8 % et 10,2 %, la population guyanaise de 22,5 % ;
 - mais la population des Antilles est stable, voire en légère diminution (-3,47 % en Guadeloupe entre 2006 et 2014) ;
- ◆ ni avec l'évolution de la consommation totale, toujours tendanciuellement en forte hausse par rapport à la métropole en raison de l'évolution démographique et du rattrapage économique que connaissent ces territoires, même si ce taux de croissance diminue fortement depuis 2011. Ainsi (voir Tableau 8) :

Annexe II

- la consommation électrique totale augmente sensiblement dans l'ensemble des territoires sur la période 2005-2015 : cette augmentation, la plus faible en Martinique (+ 11 %), est de l'ordre de 15 % à 20 % en Guyane, en Guadeloupe et à La Réunion, de 35 % en Corse et culmine à 65 % à Mayotte. En comparaison, l'augmentation sur la même période de la consommation électrique en métropole est d'environ 6 % ;
- mais cette augmentation diminue sensiblement à partir de 2010 : alors qu'en 2010, le taux de croissance annuel de la consommation est supérieur à 3 % dans tous les territoires d'outre-mer à l'exception de la Martinique, atteignant par exemple 6,3 % en Guadeloupe et 5,3 % en Guyane, il est inférieur à 2 % dans tous les territoires en 2012, à la seule exception de La Réunion (2,2 %). Entre 2010 et 2015, la consommation baisse largement en Corse (-11 %), en Guyane et en Martinique.

Tableau 8 : Évolution de la quantité d'électricité livrée au réseau dans les zones non interconnectées (GWh)

	2005	2010	2015	Évolution 2005-2010 (%)	Évolution 2010-2015 (%)	Évolution 2005-2015 (%)
Corse	1 620	2 186	1 950	+20,32	-10,80	+34,90
Guadeloupe	1 501	1 730	1 759	+20,93	+1,68	+17,19
Guyane	713	830	793	+11,25	-4,43	+16,41
Martinique	1 301	1 444	1 411	+8,45	-2,29	+10,99
La Réunion	2 058	2 467	2 657	+29,11	+7,71	+19,87
Mayotte	156	258	262	+67,88	+1,71	+65,06

Source : Mission, d'après données contenues dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

Cette augmentation n'est pas couverte par une augmentation parallèle des tarifs appliqués : tarifs résidentiels et coûts de production en ZNI divergent largement, augmentant respectivement de 9,2 % et de 116,6 % entre 2007 et 2015 (Tableau 9), ce qui entraîne inmanquablement une divergence croissante entre les coûts et les recettes de productions sur la période (Graphique 3) : alors que les recettes de production couvraient encore environ 35 % des coûts en 2007, elles en représentent moins de 25 % en 2015.

L'augmentation des coûts du système électrique dans les ZNI se traduit donc par un alourdissement sensible des charges de service public destinées à en compenser la part non couverte par les recettes tarifaires. Ainsi, entre 2005 et 2015, (Graphique 4) :

- ◆ les charges de solidarité avec les ZNI ont doublé entre 2005 et 2011 et plus que triplé sur l'ensemble de la période, augmentant de 232 % ;
- ◆ la part de ces charges correspondant au périmètre financé depuis 2015 par le budget général a quasiment triplé sur la période, augmentant de 189 %.

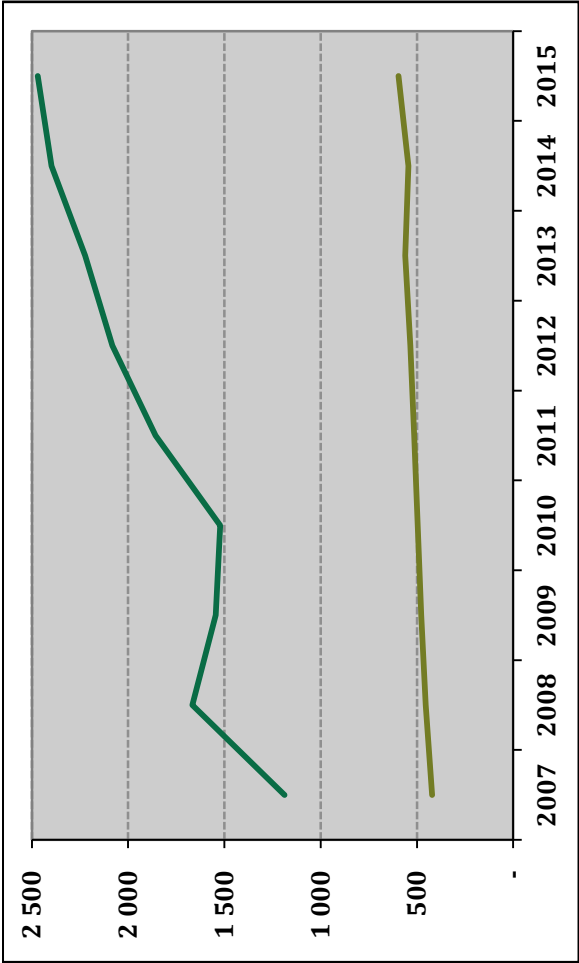
Leur part dans les charges de service public de l'énergie diminue néanmoins sur la période, passant de 40 % à 28 % environ (soit une diminution d'environ 30 %), du fait de l'augmentation plus rapide encore des coûts de production en métropole (Tableau 10).

Tableau 9 : Évolution du niveau moyen des tarifs réglementé résidentiels dits « bleus » et des coûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Évolution 2007-2015 (%)
Tarifs « bleus » (€ /MWh)	96,3	94,8	96,6	97,1	97,6	97,2	99,4	102,0	105,1	+9,2
Coûts de production totaux (M€)	1 188,3	1 666,5	1 545,0	1 522,5	1 857,5	2 082,2	2 223,5	2 397,8	2 573,7	+116,6

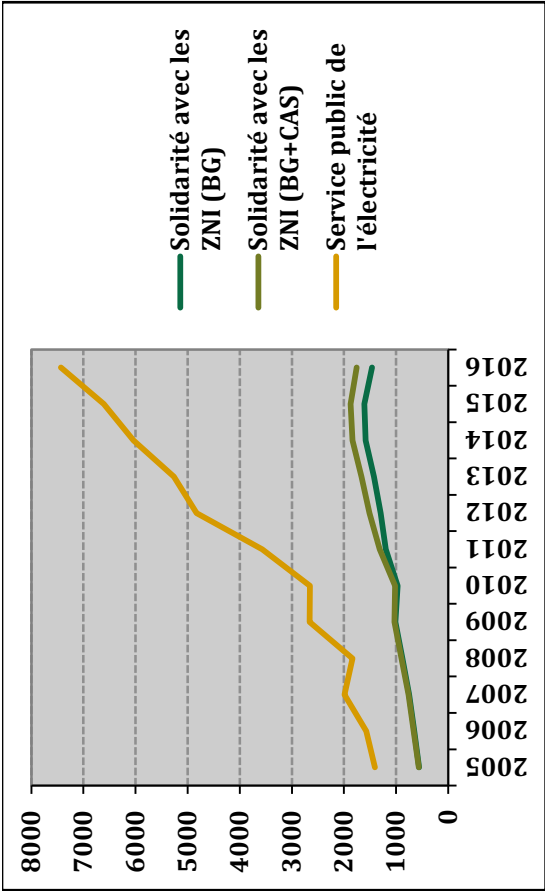
Source : Données fournies par la Commission de régulation de l'énergie. Les tarifs sont exprimés en euros constants 2016.

Graphique 3 : Évolution des coûts et recettes de production d'électricité dans les ZNI entre 2007 et 2015 (M€).



Source : Mission, d'après données fournies par la CRE.

Graphique 4 : Évolution historique des charges de service public de l'électricité entre 2005 et 2016 (M€).



Source : Mission, d'après données de la CRE.

Tableau 10 : Historique d'évolution du montant des charges de solidarité avec les zones non interconnectées (ZNI) et des charges de service public de l'électricité entre 2005 et 2016

M€	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solidarité avec les ZNI (budget)	557,0	652,3	747,4	878,2	1010,9	969,8	1198,3	1296,7	1422,1	1584	1609,5	1460,0
Solidarité avec les ZNI (budget + compte d'affectation spéciale)	564,2	661,5	762,2	897,2	1033,3	1018,3	1315,9	1508,6	1665,1	1838	1871,2	1753,6
Service public de l'énergie (électricité)	1403,1	1574,3	1989,5	1838,8	2661,6	2654,5	3569,2	4830,1	5265,7	6037	6609,1	7432,9
Part de la solidarité avec les ZNI financée par le budget (%)	39,7	41,4	37,6	47,8	38,0	36,5	33,6	26,8	27,0	26,2	24,4	19,6
Part de la solidarité avec les ZNI (%)	40,2	42,0	38,3	48,8	38,8	38,4	36,9	31,2	31,6	30,4	28,3	23,6

Source : Mission, d'après l'annexe 7 à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017

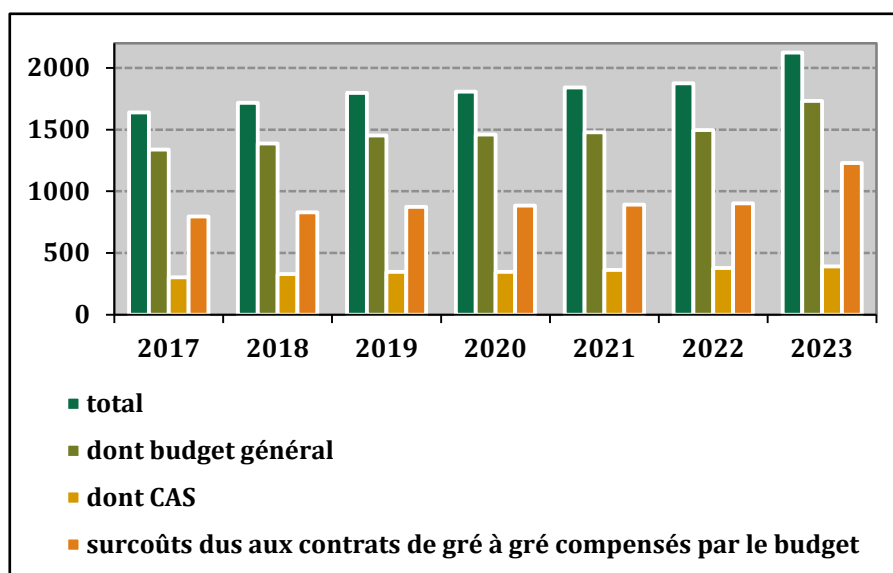
2.2.2. La hausse des charges de service public de l'électricité est rigide à moyen long terme

2.2.2.1. Des coûts supplémentaires vont alourdir le montant des charges de service public de l'électricité dans les zones non interconnectées à moyen terme

L'ensemble des prévisions disponibles montre que la hausse des coûts du système électrique a vocation à se poursuivre.

Compte tenu des investissements prévus dans les PPE, EDF SEI anticipe une augmentation des charges de solidarité avec les ZNI sur son périmètre d'environ 30 % à horizon 2023, cette évolution concernant chacune des enveloppes (budget général et compte d'affectation spéciale, voir Graphique 5).

Graphique 5 : Projection de l'évolution du montant des charges de service public de l'électricité entre 2017 et 2023 (M€)



Source : Mission, d'après projections d'EDF SEI (sur la base des prix de marché fin 2016). Ces données concernent le périmètre d'activités d'EDF SEI, à l'exception d'EDM et EEWWF.

D'après les estimations dont dispose la CRE :

- ♦ les projets en cours d'instruction devraient générer, en euros constants, plus de 100 à 120 M€ annuels de charges de service public supplémentaires financés par le budget, auxquels il faut ajouter les surcoûts liés à la mise en service de la centrale du Vazzio, en Corse, encore non estimés ;
- ♦ les avenants aux contrats existants résultant de la mise en conformité avec les normes européennes, en l'occurrence les nouvelles obligations réglementaires en matière d'émissions de NOx et SOx résultant de la transposition de la directive n° 2010/75/UE relative aux émissions industrielles (directive dite « IED »), ainsi que de la gestion des sous-produits de combustion (SPC), devrait générer jusqu'à 2030 un renchérissement annuel de plus de 40 M€ des charges de service public financées par le budget.

L'entrée en vigueur de ces nouveaux contrats est attendue entre 2017 et 2023, pour des durées excédant le plus souvent 20 ans (voir Tableau 11 et Tableau 12).

Annexe II

La mise en œuvre des programmations pluriannuelles de l'énergie contribuera aussi significativement à l'augmentation des charges de solidarité avec les ZNI. Parmi les principaux projets qui contribueront à court ou moyen terme, au renchérissement des charges de service public de l'électricité, figurent :

- ◆ le remplacement d'ici 2023 en Guyane des capacités de production de la centrale Dégrad-des-Cannes par une centrale thermique d'une puissance de 120 MW en mesure de fonctionner au fuel léger ou au gaz naturel associée à une installation photovoltaïque sans stockage d'une puissance de 10 MW. La PPE de Guyane chiffre les investissements cumulés nécessaires (hors infrastructures d'approvisionnement en gaz) à 700 M€ à horizon 2023 ;
- ◆ le projet d'alimentation de la Corse par gaz naturel liquéfié prévu dans la PPE de Corse à horizon 2023, pour un surcoût estimé à 581 M€ par rapport aux investissements de production jugés nécessaires, chiffrés à 394 M€¹⁴. Ce projet prévoit :
 - une infrastructure d'alimentation de la Corse en gaz, composée d'un terminal flottant de stockage et regazéification de 40 000 m³ de gaz naturel liquéfié, situé au large de Lucciana, et de navire méthaniers de petite capacité permettant de transporter le gaz à partir de terminaux existant en Méditerranée ;
 - la conversion au gaz de la centrale et de la turbine à combustion de Lucciana ;
 - un cycle combiné gaz à Ajaccio d'une puissance d'environ 250 MW fonctionnant au fioul léger et sa conversion au gaz lorsque l'infrastructure d'alimentation sera prête ;
 - un ouvrage de transport de gaz reliant la centrale de Lucciana et le cycle combiné d'Ajaccio ;
- ◆ la conversion de centrales fonctionnant à la bagasse et au charbon en centrales biomasse, envisagée notamment dans la PPE guadeloupéenne, qui prévoit la substitution de 65 MW de puissance au charbon par de la biomasse à la centrale du Moule en 2023. Un avenant a déjà été approuvé par une délibération de la CRE du 2 octobre 2014 concernant une centrale d'Albioma. D'autres avenants similaires sont à attendre ;
- ◆ la construction d'une turbine à combustion (TAC) au bioéthanol à La Réunion, qui doit venir se substituer à une part de la production au fioul, et qui a été approuvée. Si aucun autre projet de construction ou de conversion de centrales existantes n'a été soumis à la CRE, l'inscription de ces projets dans les PPE laisse anticiper la présentation de projets nouveaux à plus ou moins longue échéance ;
- ◆ le projet de géothermie dans la zone Caraïbes, en partenariat avec la Dominique, est inclus dans la PPE de Guadeloupe, qui prévoit la réalisation d'études à horizon 2023 ; la CRE envisage la réalisation de ce projet à l'issue de cette période ;

¹⁴ Le scénario dit « au fil de l'eau » comprend le renouvellement à l'identique de la centrale du Vazzio à Ajaccio et des turbines à combustion de Lucciana pour un coût estimé à 394 M€, ainsi que le renouvellement et des investissements dans les infrastructures liés aux réseaux électriques pour un montant de 440 M€, soit un montant total de 834 M€ à horizon 2023 par rapport à 2015. Au projet d'alimentation au gaz s'ajoute le projet de renouvellement et d'augmentation des capacités de la station de conversion, pour un coût estimé à 50 M€.

Annexe II

- ♦ le projet de climatisation par eau de mer ou SWAC (*sea-water air conditioning*) à La Réunion, c'est-à-dire la construction d'un réseau de production de froid à partir d'eau de mer profonde, venant en substitution de dispositifs de climatisation électrique. L'étude économique associée à la PPE de La Réunion chiffre l'investissement nécessaire à 150 M€, mais n'évalue pas les coûts d'exploitation de telles installations. D'après la CRE, la publication d'une méthodologie de calcul de la compensation pour les gros projets de MDE en juin 2015¹⁵ devrait permettre aux porteurs de projets d'élaborer un plan d'investissement et le projet devrait être réalisé dans les prochaines années. La PPE précise toutefois qu'il sera nécessaire de considérer des mesures alternatives à ce projet, en matière d'énergies renouvelables ou de maîtrise de la demande, sans précision ultérieure ;
- ♦ l'exploitation de l'énergie thermique des mers, dont certains projets ont été mis à l'étude, mais dont la mise en œuvre à court ou moyen terme reste très hypothétique, compte tenu du caractère encore immature de la technologie et de ses coûts élevés.

En outre, les coûts liés au démantèlement des centrales thermiques d'EDF SEI ou des centrales fonctionnant sous régime de contrat de gré à gré arrivant en fin de vie viendront alourdir à court terme les charges de service public de l'électricité.

Pour être complet, il faut évoquer aussi plusieurs projets de mines d'or en Guyane qui pourraient faire augmenter significativement la consommation d'énergie en cas de raccordement au réseau électrique. D'après la PPE de Guyane, le projet le plus avancé appellerait une puissance de base de 20 MW et les deux projets suivants 20 MW et 10 MW supplémentaires. Il s'agit de puissances qui dépassent très largement celles des industries présentes dans l'ensemble des ZNI : seul le centre spatial guyanais, considéré comme un tout, appelle une puissance de l'ordre de 20 MW, mais pour une somme d'installations très diverses. Selon les projections du Medef Guyane, le besoin de puissance électrique associé aux mines pourrait aller jusqu'à 70 MW en 2025. Or un seul projet de 20 MW (consommant 160 GWh par an) représenterait pour la péréquation un coût supplémentaire d'au minimum 30 M€ par an (étant précisé que cet ordre de grandeur dépend fortement des cours du combustible).

L'augmentation de l'ensemble de ces coûts pèsera principalement sur le budget général, dans la mesure où les installations correspondantes feront l'objet de contrats de gré à gré. Le budget général sera d'autant plus sollicité que la répartition des dépenses d'achat d'électricité entre le programme 345 du budget général et le CAS selon la nature juridique des contrats et non selon que la production d'électricité est issue d'énergies renouvelables ou non, conduit logiquement à des transferts de charges du CAS vers le budget général car la production issue d'énergies renouvelables fait l'objet de contrat de gré-à-gré plutôt que de contrats sous le régime de l'obligation d'achat :

- ♦ quand les producteurs ayant bénéficié d'un contrat sous le régime de l'obligation d'achat concluent un second contrat d'achat (les premiers contrats de gré à gré de ce type sont en cours d'instruction à la CRE à la date de la mission) ;
- ♦ s'il est fait d'un plus grand recours aux contrats de gré à gré dans le domaine des énergies renouvelables, comme le recommande la CRE, en raison du faible niveau de la concurrence dans les ZNI et de la méconnaissance des coûts de certaines filières.

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

Annexe II

De plus, les objectifs de transition énergétique et l'insertion des énergies intermittentes dans le réseau imposent des investissements spécifiques, par exemple dans des adaptations du réseau, des moyens de stockage, des actions de maîtrise de la demande d'énergie, qui sont financés en tout ou partie par le budget. Inversement, on peut s'attendre à ce que la montée en charge des énergies renouvelables dans le mix électrique des îles permette de limiter le recours aux installations thermiques et, de ce fait, réduire les charges de combustibles qui constituent le principal facteur de coût variable.

Enfin, la CRE estime à un peu plus de 10 M€ les charges de service public annuelles générées par l'extension du dispositif de péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna en 2020, avec une montée en charge progressive à partir de 2017. À horizon 2023, sous réserve de la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique fixés par l'ordonnance du 12 mai 2016, l'intégralité des charges liée à ce territoire seront financées par le budget.

Annexe II

Tableau 11 : Projets de nouveaux contrats de gré à gré dans les zones non interconnectées (ZNI)

Territoire	Producteur	Projet	Filière	Puissance (MW)	Avancement du projet	Date de mise en service	Durée de vie (années)	Surcoût annuel estimé pour les CSPE	Unité
La Réunion	Albioma	Saint-Pierre	TAC bioéthanol	41,00	contrat signé en janvier 2015	2018	25	13 633	k€2014/an
Martinique	Albioma	Galion 2	bagasse/biomasse	36,50	contrat signé en mars 2011 avec avenant en décembre 2014	2017	30	42 905	k€2014/an
Guadeloupe	Albioma	Marie-Galante	bagasse/biomasse	10,32	en cours d'instruction	2020	30	31 779	k€2016/an
Guyane	Abiodis Guyane	Saint-Georges	biomasse	3,06	en construction	2017	25	4 811	k€2015/an
	Albioma*	Montsinéry	biomasse	5,30	en cours d'instruction	2018	25	13 630	k€2015/an
	Voltalia	Cacao	biomasse	5,10	en cours d'instruction	2019	25	12 460	k€2016/an
	EDF PEI	Vazzio	cycle combiné	250,00	à l'étude, pour instruction début 2018	2023	25	Pas d'estimation	-
Corse									
Ouessant	Akuo Energy	Hydroliennes Ouessant	hydrolien, photovoltaïque, éolien	4,80	à l'étude	2019	20	1 935	k€2017/an

Source : Données fournies par la Commission de régulation de l'énergie.* D'après les informations fournies à la mission, Albioma aurait renoncé au projet.

Tableau 12 : Avenants aux contrats existants résultant de la mise en œuvre de nouvelles obligations réglementaires en matière d'émissions de NOx et SOx (directive n° 2010/75/UE relative aux émissions industrielles, dite « IED » (*Industrial Emission Directive*)), ainsi que de gestion des sous-produits de combustion (SPC).

Territoire	Producteur	Projet	Filière	Puissance (MW)	Surcoût annuel moyen (k€)	Période concernée
La Réunion	Albioma	Bois-Rouge	bagasse/charbon	55,0	7 200	2016-2038
	Albioma	Bois Rouge	bagasse/charbon	55,0	7 500	2017-2038
	Albioma	Gol A	bagasse/charbon	59,0	18 900	2016-2030
	Albioma	Gol B	Charbon	52,5	4 352	2016-2030
Guadeloupe	Albioma	Caraïbes Energie	Charbon	34,0	4 400	2017-2040

Source : Données fournies par la Commission de régulation de l'énergie

2.2.2.2. Le tendanciel d'évolution des charges de solidarité avec les zones non interconnectées est rigide à moyen terme

L'évolution des coûts du système électrique ainsi que des charges de service public de l'électricité qu'ils entraînent sont caractérisés par une forte inertie. En effet, d'après la CRE¹⁶, 74 % du montant des charges de la période 2014-2025 seront dus :

- ♦ aux surcoûts générés par les installations déjà mises en service ;
- ♦ aux décisions de nouveaux investissements prises dans le passé, notamment le renouvellement par EDF PEI du parc thermique auparavant exploité par EDF SEI à partir de 2006, qui s'est accompagné d'une augmentation de la puissance installée dans certaines zones, en raison des prévisions d'augmentation de la consommation ;
- ♦ aux coûts de démantèlement des anciennes centrales, financés sur le budget.

Les investissements fortement capitalistiques dans des installations de production d'électricité, *a fortiori* dans des environnements technologiques, économiques et réglementaires en évolution, imposent des horizons contractuels très longs avec les producteurs tiers, qui garantissent l'émergence de projets financés et rentables. L'évolution des charges est donc largement figée sur longue période, sous les réserves – très limitées :

- ♦ des effets de l'activation par les producteurs de la « clause de revoyure » prévue dans les contrats de gré à gré : en cas de dérive des indices de référence sur lesquels sont indexés les coûts prévus *ex ante* par rapport aux coûts réellement supportés, les producteurs peuvent en effet solliciter la CRE sur la base du mécanisme de révision de la compensation, dite « clause de revoyure ». Celle-ci est prévue « dans le cas où surviendrait un événement indépendant de la volonté du porteur de projet qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture, notamment par un contrat d'assurance », portant sur tout ou une partie du surcoût engendré, sous réserve qu'il entraîne une « modification substantielle de l'équilibre économique du contrat », évaluée par la CRE¹⁷ ;
- ♦ des effets de la mise en œuvre du dispositif incitatif à la maîtrise des coûts de production introduit par la CRE dans sa délibération 23 avril 2015 relative à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans le cadre des contrats de gré à gré passés entre le fournisseur historique et les producteurs¹⁸. Ce dispositif prévoit, sur les installations qui feront l'objet de contrats à venir et pour celles dont le contrat fait l'objet d'un nouvel avenant, la tenue d'audits quinquennaux de production et l'ajustement de la compensation aux coûts réels constatés s'ils sont inférieurs aux coûts prévus lors de la fixation du contrat.

S'agissant des coûts de production des fournisseurs historiques, les marges de manœuvre en termes de flexibilité des coûts à court et moyen termes, à parc donné, sont aussi très limitées. Les principaux facteurs de coûts sont (Graphique 6) :

- ♦ le coût d'achat des combustibles ;
- ♦ la rémunération capitaux investis et du besoin en fonds de roulement, ainsi que l'amortissement des actifs ;

¹⁶ La contribution au service public de l'énergie (CSPE) : mécanisme, historique et prospective, Commission de régulation de l'énergie, octobre 2014.

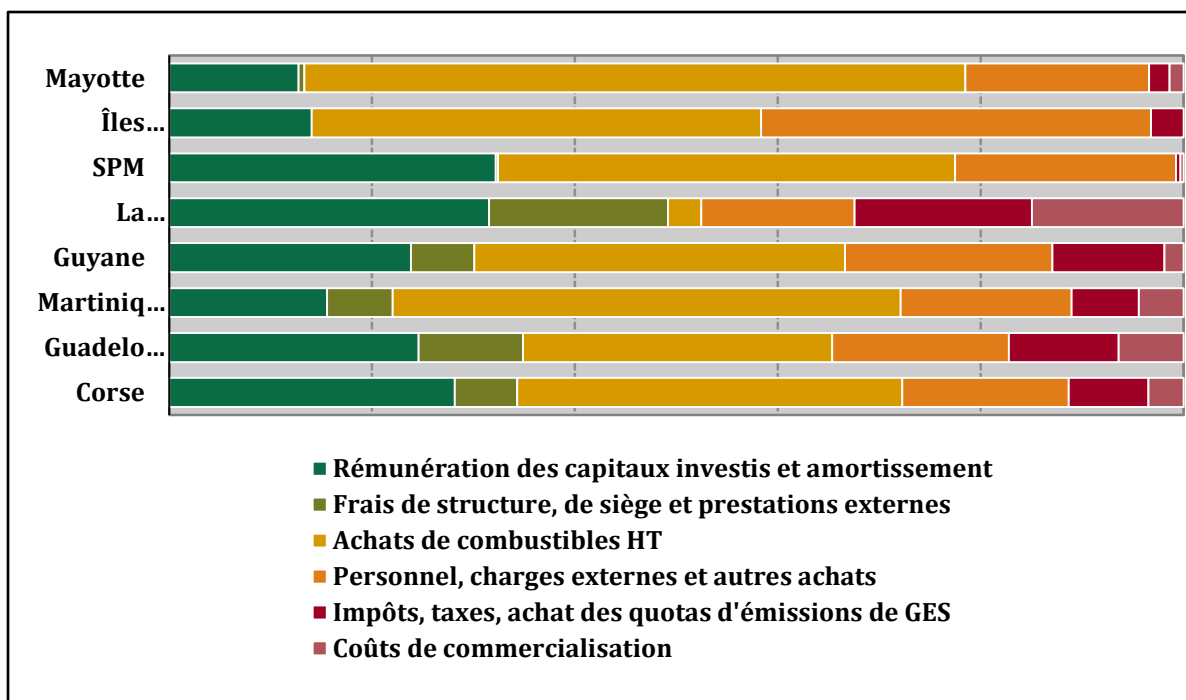
¹⁷ Délibération du 23 avril 2015, §1.9. De tels événements peuvent être notamment qualifiés d'« imprévision », de « sujétions techniques imprévues » ou de « force majeure ».

¹⁸ Délibération du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

Annexe II

- ◆ les coûts de personnel, charges externes et autres achats ;
- ◆ les frais de structure et de prestations externes ;
- ◆ les impôts et taxes, y compris le prix des quotas d'achat ;
- ◆ les coûts de commercialisation, qui intègrent le coût des actions de MDE entreprises par ces fournisseurs.

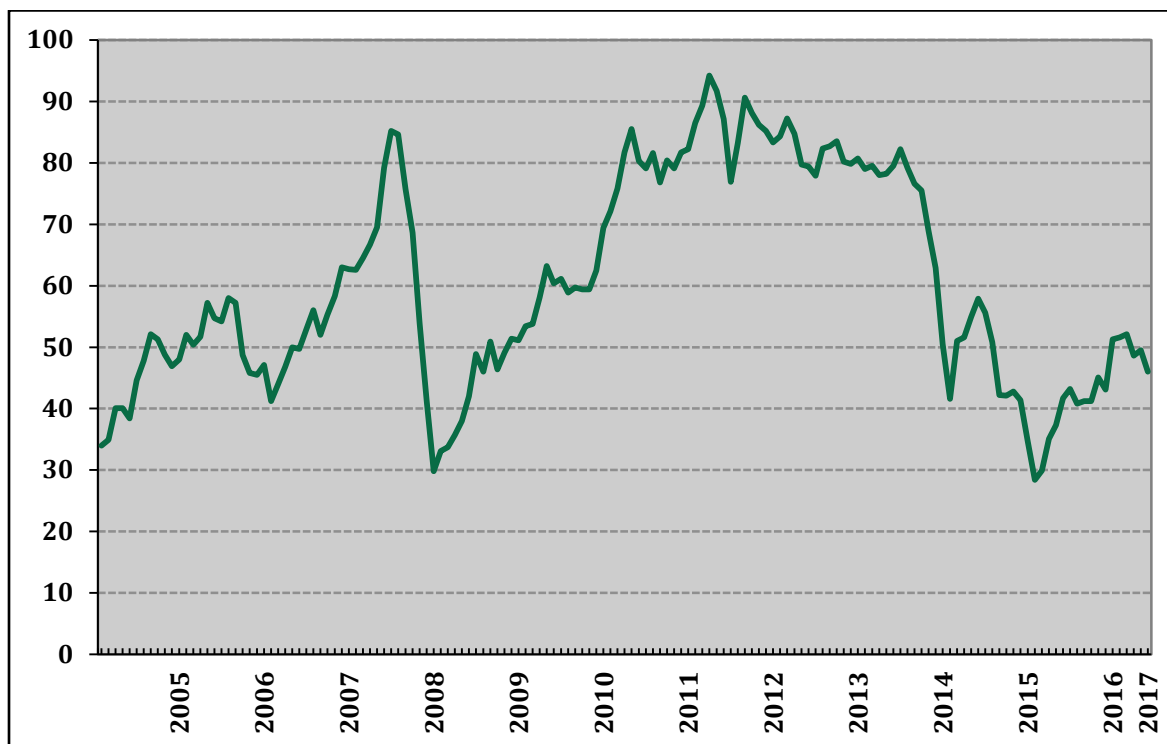
Graphique 6 : Coûts de production d'électricité par les fournisseurs historiques pour l'année 2015 par territoire (Mayotte, îles bretonnes, Saint-Pierre-et-Miquelon, La Réunion, Guyane, Martinique, Guadeloupe, Corse) et par poste de dépense



Source : Mission, d'après données fournies par la Commission de régulation de l'énergie.

Le coût des combustibles, dont les coûts de production sont fortement dépendants en raison de la prédominance des moyens de production thermique conventionnelle, n'est pas maîtrisable par les producteurs, et soumis à de fortes fluctuations, comme en témoignent par exemple celles du prix du pétrole d'une année sur l'autre depuis 2005 (voir Graphique 7).

Graphique 7 : Évolution du cours mensuel du baril de pétrole brut Brent en €/baril.



Source : Mission, d'après données de l'Insee.

La rémunération des capitaux investis et du besoin de fonds de roulement ainsi que les règles d'amortissement sont fixées par arrêté réglementaire ou délibération de la CRE, et ne dépendent pas des producteurs. Une modification du taux de rémunération des capitaux investis fixé à 11 % par arrêté ministériel en 2006¹⁹, n'aurait toutefois qu'un impact limité, dans la mesure où :

- ♦ en 2015, hors îles bretonnes, Chausey et Saint-Pierre-et-Miquelon où ils constituent encore l'intégralité des coûts de production d'électricité, les coûts supportés directement par les fournisseurs historiques représentent une part inférieure (Corse, Martinique) voire très inférieure (Guadeloupe, La Réunion) à 50 % des coûts de production (de 14 % à la Réunion à 47 % en Martinique) ;
- ♦ même si le renchérissement du taux en 2006 a bénéficié largement aux opérateurs historiques, puisqu'il n'a eu qu'un effet à la marge sur la diversification des producteurs (voir Tableau 13), les investissements antérieurs à 2006, ainsi que les investissements dans les îles bretonnes et à Chausey, qui sont encore rémunérés au taux précédemment en vigueur, soit 7,25 %, constituent l'essentiel du parc de production géré directement par les fournisseurs historiques.

¹⁹ Arrêté du ministre délégué à l'industrie en date du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées. À cette date, Saint-Martin et Saint-Barthélemy faisaient partie de la région Guadeloupe.

Annexe II

Tableau 13 : Installations thermiques mises en service dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental depuis 1990

Territoire	Producteur	Nom du projet	Type de projet	Date de mise en service
La Réunion	EDF production électrique insulaire (PEI)	Port Est	Diesel	2013
	Albioma	Bois-Rouge 1	Charbon/bagasse	1992
	Albioma	Bois-Rouge 2	Charbon	2004
	Albioma	Le Gol A	Charbon/bagasse	1996
	Albioma	Le Gol B	Charbon	2006
	Conseil général de la Réunion	Bras des Lianes	Hydraulique fatal	1993
	EDF Systèmes énergétiques insulaires (SEI)	La Baie 1	TAC	2002
	EDF SEI	La Baie 2	TAC	2009
	EDF SEI	Rivière de l'Est	Hydraulique barrage	1980, 2011, 1995, 2013
Martinique	EDF PEI	Bellefontaine	Diesel	2014
	SARA	Lamentin	TAC	1997
	Albioma	Galion	TAC	2007
	Albioma	Galion 2	Bagasse/Biomasse	2017
	EDF SEI	Pointe des Carrières	TAC	1990, 2012
Guadeloupe	EDF PEI	Jarry	Diesel	2014, 2015
	Contour Global	Energies Antilles	Diesel	2000
	Albioma	Le Moule	Charbon/Bagasse	1998
	Albioma	Caraïbes	Charbon	2011
	Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM)	Bouillante	Géothermie	Divers
	EDF SEI	Jarry Sud TAC 5	TAC	2004
Saint Martin	Contour Global	Energies Saint-Martin	Diesel	2001
Saint Barthélemy	EDF SEI	Saint-Barthélemy	Diesel	2013
Guyane	Voltalia	Kourou	Biomasse	2009
	Marie de Saul	Saul	Diesel	2005
Corse	EDF PEI	Lucciana	Diesel	2014
	Multiple	Multiple	Petite hydraulique	Divers
	EDF SEI	Lucciana 2	TAC	2008
Mayotte	Électricité de Mayotte (EDM)	Longoni 1	Diesel	2009
	EDM	Longoni 2	Diesel	2015
Saint-Pierre-et-Miquelon	EDF SEI	Saint-Pierre	Diesel	2015

Source : Données fournies par la Commission de régulation de l'énergie.

Seuls les coûts liés aux charges de personnel, aux frais de structure et de siège ainsi que les coûts de commercialisation sont théoriquement directement maîtrisables par les opérateurs historiques, mais ils soulèvent des enjeux locaux, notamment en termes d'emploi, dont la maîtrise leur échappe en plus grande partie.

2.3. L'impact sur le coût complet des systèmes électriques des zones non interconnectées des investissements à venir pour le développement des énergies renouvelables, du stockage et des actions de maîtrise de la demande d'énergie comporte de fortes incertitudes

2.3.1. Le coût des investissements liés au développement des énergies renouvelables et des dispositifs de stockage est fortement évolutif

Les filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables voient leurs coûts évoluer rapidement du fait des progrès technologiques et des économies d'échelle liées aux volumes croissants installés.

Dans son étude sur les coûts des énergies renouvelables en France de 2016, l'Ademe relève que la baisse des coûts amène les filières les plus matures à des niveaux compétitifs avec les technologies conventionnelles et qu'il existe des marges de progrès importantes pour la plupart des filières. Ainsi, l'éolien terrestre, avec une fourchette de coûts de production comprise entre 57 et 91 €/MWh (ou 50 et 108 €/MWh en incluant les conditions de financement les plus et les moins favorables), puis les centrales photovoltaïques au sol, pour les plus compétitives d'entre elles, sont désormais en compétition directe avec les moyens de production conventionnels. En outre, sur les bâtiments (petites et grandes toitures), les coûts de production photovoltaïques les plus faibles avoisinent désormais les prix de l'électricité sur les segments résidentiels et tertiaires ce qui devrait permettre le développement économique de l'autoconsommation.

Dès janvier 2015, sur la base des données de 2014, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (Irena) avait fait le constat que le coût de production d'électricité à partir d'énergie renouvelables avait atteint la parité ou restait situé en dessous du coût des combustibles fossiles pour de nombreuses technologies dans de nombreuses parties du monde²⁰. D'après ces données, l'éolien terrestre, la biomasse, l'hydroélectricité et la géothermie fournissaient déjà de l'électricité aussi peu chères ou moins chères que les centrales conventionnelles, même sans aide publique et malgré la baisse du prix du pétrole. L'Irena relevait notamment la chute de 75 % des prix de fabrication des modules solaires photovoltaïques depuis la fin de 2009 et la diminution de moitié du coût de l'électricité solaire photovoltaïque depuis 2010.

Ces constats valent *a fortiori* pour les ZNI où les coûts de production à partir des moyens conventionnels sont sensiblement plus élevés qu'en métropole, où il n'y a pas de marché de l'électricité et dans la mesure où les prix hors taxes (contribution au service public de l'électricité comprise) font l'objet d'une péréquation nationale.

Les coûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne peuvent toutefois être considérés indépendamment du coût complet des systèmes électriques et de l'impact sur ce coût complet de l'accroissement des capacités installées et de l'injection dans les réseaux d'une énergie électrique intermittente.

Ainsi, en termes d'intensité capitalistique, les dépenses d'investissement dans les moyens de production issue des énergies renouvelables s'ajoutent aux coûts des moyens de production thermique historiques, dont le fonctionnement est lui-même plus onéreux, car leur usage, du fait des surcapacités installées, n'est plus optimisé.

²⁰ Voir le rapport de l'Irena « *Renewable power generation costs in 2014* », janvier 2015.

Annexe II

Parallèlement, l'injection dans les réseaux d'une énergie électrique issue d'énergies renouvelables non pilotables (énergies photovoltaïque et éolienne, principalement) et interfacées par de l'électronique de puissance²¹ comporte de fortes contraintes liées à :

- ◆ la variabilité de la production ;
- ◆ sa faible prévisibilité ;
- ◆ le caractère décentralisé de la production ;
- ◆ la sensibilité des installations aux perturbations électriques ;
- ◆ la dégradation de la qualité du réseau du fait de l'usage des convertisseurs de puissance ;
- ◆ leur absence de participation aux services systèmes ;
- ◆ la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement en dernier recours.

En outre, l'hybridation croissante du système électrique, du fait de la juxtaposition des installations répondant à des spécifications différentes, génère de fortes instabilités sur les réseaux qui créent des besoins spécifiques de tenue de fréquence.

Surmonter ces contraintes nécessite des investissements importants pour :

- ◆ développer les capacités de prévisions météorologiques ;
- ◆ procéder à des adaptations paramétriques sur le réseau, pour ajuster par exemple les plans de délestage fréquence-métrique, c'est-à-dire les niveaux de réponse par délestage de consommateurs à un incident enregistré sur le système ;
- ◆ développer les dispositifs permettant d'assurer l'inertie, par des volants d'inertie ou des techniques d'informatique embarquée couplée à du stockage ;
- ◆ développer les capacités de stockage de façon à assurer le lissage de la production intermittente, surmonter les phénomènes de congestion et contribuer aux services systèmes, notamment à la régulation de fréquence ;
- ◆ introduire l'usage des technologies de l'information dans les réseaux pour piloter la demande, afin que le consommateur optimise son besoin d'électricité en privilégiant l'appel au réseau au moment où la production est en excès par rapport à l'offre ;
- ◆ dimensionner les moyens de secours de façon à assurer la production en dernier ressort.

Les solutions technologiques permettant de répondre à ces difficultés font l'objet de travaux de recherche, mais n'ont pas toujours été expérimentées. Cela impose de développer la recherche et développement et de réaliser des démonstrateurs, de façon à identifier les solutions technologiquement matures au moment où elles deviennent rentables économiquement.

S'agissant des techniques de stockage de l'électricité, sur lesquelles reposent largement ces solutions, la voie la plus directe est actuellement celle des batteries électrochimiques. Des progrès considérables ont été obtenus dans les quinze dernières années en termes de sécurité, de densité de stockage, de taux d'autodécharge et de densité énergétique. Or les coûts des différentes technologies de stockage ne cessent de diminuer et l'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA²²) prévoit une baisse supplémentaire d'au moins 50 % du coût de la plupart d'entre elles à l'horizon 2030²³. Toute prévision en matière de coûts des solutions qui s'imposeront est donc hasardeuse.

²¹ L'électronique de puissance désigne les dispositifs électrotechniques qui permettent de changer la forme de l'énergie électrique produite pour l'adapter aux besoins du réseau (convertisseurs de puissance)

²² *International Renewable Energy Agency*

²³ https://costing.irena.org/media/11338/IRENA_ESO_v2.pdf.

2.3.2. L'impact des actions de maîtrise de la demande d'énergie est difficile à prévoir

Les actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) ont été mises en place par EDF antérieurement à la création du dispositif réglementaire qui permet de les financer. EDF y trouvait alors intérêt, puisque les coûts de la péréquation ne lui étaient pas compensés.

Aujourd'hui, le financement des actions de MDE est prévue par le 2° d) de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, qui prévoit que sont imputables au service public de l'électricité « *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 et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter* ».

De manière générale, le financement d'actions de MDE impose de fixer un curseur entre un niveau de financement faible, qui augmente le gain unitaire procuré par l'action, et un niveau élevé, qui augmente la diffusion de l'action. La mission n'a pas d'observation particulière à formuler sur la manière dont ce curseur a été géré par EDF SEI dans le passé.

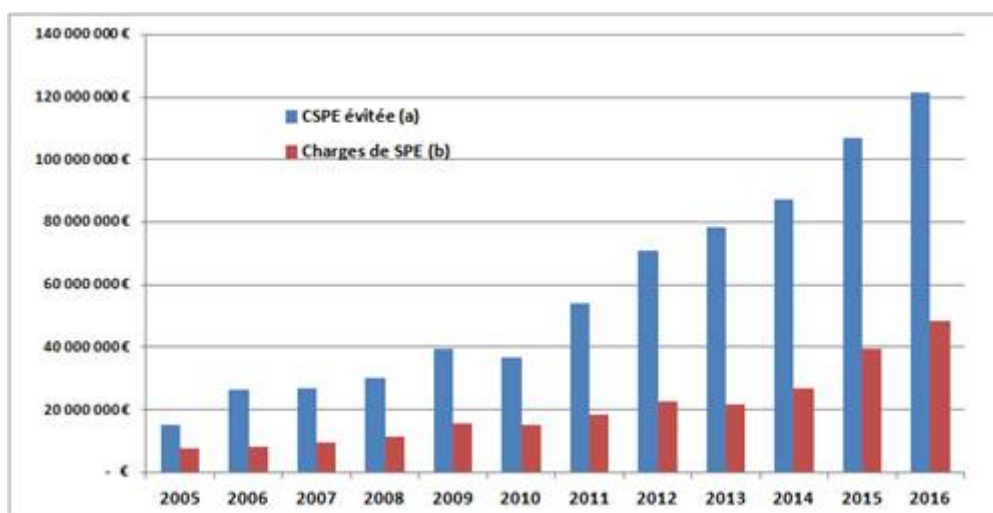
Sur la période récente, les coûts des actions de MDE, comme l'estimation des coûts de production évités correspondants, ont augmenté rapidement (voir Tableau 14 et Graphique 8). L'économie procurée approche donc maintenant la centaine de millions d'euros.

Tableau 14 : Économie des actions de maîtrise de la demande d'énergie financées par EDF SEI entre 2010 et 2016

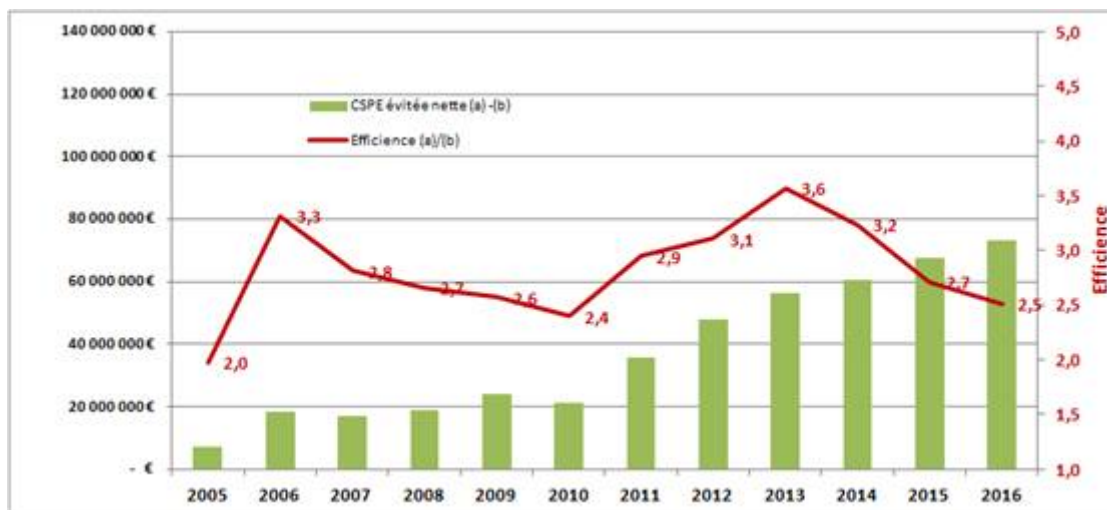
Coûts (M€ par an)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Coûts de MDE compensés	15,3	18,2	20,5	24,9	26,9	39,4	48,4
Coûts évités (évaluation)*	36,6	53,8	61	75	87	107	128
Economie nette (évaluation)	21,3	35,6	40,5	50,1	60,1	67,6	79,6
Augmentation annuelle des dépenses		2,9	2,3	4,4	2	12,5	9
Augmentation annuelle des coûts évités		17,2	7,2	14	12	20	21
Efficacité moyenne des dépenses	2,4	3,0	3,0	3,0	3,2	2,7	2,6
Efficacité marginale des dépenses		5,9	3,1	3,2	6,0	1,6	2,3

*Source : EDF SEI, calculs mission. * Les estimations de coûts évités comprennent bien des coefficients de précaution, visant à anticiper les mauvais usagers, détournements, effets rebond, etc.*

Graphique 8 : Évolution des charges de maîtrise de la demande d'énergie, des charges de service public évitées et de l'efficacité du dispositif



Annexe II



Source : EDF SEI.

Concernant l'évolution de l'efficacité, EDF SEI indique que le ratio d'une action évolue au fil de sa durée de vie (phase de recherche et développement, par exemple), et que les données globales agrègent des actions qui se trouvent à des stades différents. La période récente a vu un effort important pour augmenter le volume total des actions, d'où la baisse du taux d'efficacité. En tout état de cause, les charges de service public évitées nettes ont crû.

Au-delà de leur intérêt strictement financier, les actions de MDE peuvent contribuer à l'emploi local. Ces actions sont en effet beaucoup plus intensives en emploi local que les coûts qu'elles permettent d'éviter, lesquels comprennent majoritairement des achats de combustibles.

Le décret du 18 février 2016, codifié à l'article R. 121-28 IV du code de l'environnement, a récemment précisé le mode de rémunération des actions de MDE et le rôle de contrôle de la CRE. Par deux délibérations récentes, la CRE a précisé les méthodologies correspondantes.

La première, en date du 10 juin 2015, porte sur les investissements de plus d'un million d'euros. Son contenu n'appelle pas de remarques particulières. Elle n'a encore jamais été mise en application. Elle pourrait s'appliquer par exemple à des projets de SWAC.

Les actions de MDE plus petites, et particulièrement les actions dites « diffuses », forment un sujet plus complexe. Il s'agit des actions génériques proposées par un opérateur, depuis la vente de lampes basse consommation, jusqu'à l'isolation de bâtiments et l'installation de chauffe-eau solaires individuels ou d'appareils de climatisation performants. Ces actions sont plus complexes à piloter, car au-delà de l'investissement, les économies d'électricité procurées dépendent de l'usage réel de l'équipement ou du bâtiment. En outre, les décisions d'investissement des particuliers sont loin de dépendre uniquement de la rentabilité, pour eux, de l'action. Enfin, différentes actions peuvent être concurrentes (isolation d'un bâti et installation d'une climatisation performante, par exemple), ce qui appelle un pilotage global des actions. Après une consultation publique, la CRE a publié tout récemment la méthodologie correspondante, en date du 2 février 2017. Cette méthodologie recommande :

- ◆ qu'un comité de la MDE soit créé par la collectivité, avec l'appui vraisemblablement du fournisseur historique ;
- ◆ que ce comité élabore un « cadre territorial de compensation », plan quinquennal priorisant les actions de MDE ;
- ◆ qu'il produise des bilans annuels des actions mises en œuvre.

D'après EDF SEI, qui a initié la mise en œuvre de cette délibération, ce cadre permettra bien de poursuivre les actions existantes. Il est en revanche difficile d'apprécier en amont de son application les modifications induites par cette nouvelle méthodologie. Du strict point de vue de l'efficacité du dispositif en termes d'économies générées, la plus forte implication des collectivités peut soulever des interrogations. Elle pourrait en effet conduire à une hiérarchisation des actions fondée sur des critères autre que la plus grande économie de charges de service public ou encore conduire à déplacer le « curseur » susmentionné.

Le dispositif reste a priori ouvert à tout opérateur d'actions de MDE. C'est une des raisons pour lesquelles la CRE a publié, par sa délibération du 9 mai 2017, les coûts marginaux prévisionnels de la production électrique dans les différentes ZNI, heure par heure pour différentes journées-type. Il est cependant difficile d'apprécier la capacité qu'auront tous les opérateurs, dans le cadre d'une planification des actions de MDE, à proposer effectivement des actions nouvelles.

La question de l'articulation entre le dispositif de financement des actions de MDE et les autres dispositifs incitant aux économies d'énergie peut être soulevée. Il s'agit notamment des certificats d'économie d'énergie (CEE). La délibération de la CRE susmentionnée aborde ce point, sans préciser comment il sera géré. Le recours à d'autres financements pourrait diminuer les charges de service public et ainsi augmenter encore l'efficacité des actions de MDE du point de vue de ces charges. On remarquera cependant :

- ◆ qu'aucune règle tangible n'incite aujourd'hui à une telle substitution ;
- ◆ que cette substitution pourrait être comprise comme un détournement du dispositif des CEE, qui viendrait alors financer des actions qui auraient été financées même sans CEE.

EDF SEI plaide pour que le coefficient multiplicateur appliqué, dans le cadre des CEE, aux économies d'électricité réalisées en ZNI, actuellement fixé à deux (trois pour les ménages en situation de précarité énergétique) par l'article 4 de l'arrêté du 29 décembre 2014, soit fortement augmenté, jusqu'à huit, pour refléter le contenu carbone de la production d'électricité outre-mer. Ceci pourrait éventuellement faire sens, sous réserve d'une vérification de cohérence interne du dispositif des CEE. Dans tous les cas, la manière d'articuler correctement le financement par les charges de service public des actions de MDE largement rentables et le financement éventuel d'actions complémentaires au titre des CEE ne semble pas assurée dans le cadre des dernières méthodologies.

Dans le cadre actuel, le gain apporté par une action de MDE est principalement au profit des charges de service public ainsi qu'au consommateur bénéficiant de l'action, qui accède au service à un coût réduit par rapport à ce que lui aurait coûté l'usage de la solution électrique sans MDE. On peut s'interroger sur l'opportunité d'introduire une dose d'incitation, en autorisant l'opérateur à conserver une portion du gain, d'autant plus forte que l'économie pour les charges de service public est forte. Ainsi, d'après EDF SEI, les porteurs de projets qui entrent potentiellement dans le cadre posé par la délibération du 10 juin 2015 relative aux investissements de plus d'1 M€ se contentent de travailler leur projet suffisamment pour qu'il soit éligible au dispositif. Ils n'ont en revanche aucune raison d'aller plus loin : à économie d'énergie donnée, un investissement plus faible ne fera que réduire la rémunération du porteur de projet, la différence étant portée au bénéfice des charges de service public.

ANNEXE III

**L'exercice par la Commission de régulation
de l'électricité de sa mission en matière
d'électricité dans les zones non
interconnectées**

SOMMAIRE

1. LES MISSIONS DE RÉGULATION ET DE MISE EN ŒUVRE DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE CONFIÉES À LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE S'EXERCENT, DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL, DANS DES CONDITIONS PARTICULIÈRES.....	1
1.1. La Commission de régulation de l'énergie a les missions classiques d'un régulateur sectoriel dans le domaine de l'énergie	1
1.1.1. <i>La Commission de régulation de l'énergie, créée en mars 2000, exerce sa mission dans le cadre de la régulation européenne des marchés de l'énergie.....</i>	<i>1</i>
1.1.2. <i>La Commission de régulation de l'énergie est garante des conditions d'accès aux réseaux et du bon fonctionnement du marché de l'électricité dans le respect des objectifs de politique énergétique</i>	<i>1</i>
1.1.3. <i>La Commission de régulation de l'énergie dispose de pouvoirs de contrôle et de sanction.....</i>	<i>2</i>
1.2. La Commission de régulation de l'énergie participe à la mise en œuvre du service public de l'électricité	2
1.2.1. <i>La Commission de régulation de l'énergie dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif lui permettant de préciser les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité</i>	<i>2</i>
1.2.2. <i>La Commission de régulation de l'énergie dispose d'un pouvoir d'avis et de proposition concernant la mise en œuvre de certaines dispositions relatives à la politique publique de l'électricité.....</i>	<i>3</i>
1.2.3. <i>La Commission de régulation de l'énergie est chargée de fixer annuellement le montant des charges de service public de l'électricité</i>	<i>3</i>
1.3. Les missions de la Commission de régulation de l'énergie en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental s'exercent dans des conditions particulières.....	4
1.3.1. <i>La Commission de régulation de l'énergie joue un rôle singulier du fait des conditions particulières de marché et de production dans les zones non interconnectées.....</i>	<i>4</i>
1.3.2. <i>La Commission de régulation de l'énergie a une mission spécifique d'évaluation et de validation des coûts de production de l'électricité.....</i>	<i>5</i>
1.3.3. <i>La Commission de régulation de l'énergie fixe et évalue les modalités de compensation des projets d'ouvrages de stockage d'électricité et de maîtrise de la demande d'énergie.....</i>	<i>7</i>
2. LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE EXERCE SES MISSIONS AVEC L'OBJECTIF DE MAÎTRISE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC	8
2.1. La méthodologie appliquée par la Commission de régulation de l'énergie à l'examen des coûts d'investissements et d'exploitation des fournisseurs historiques et des producteurs tiers sous contrat de gré à gré a pour objectif de limiter les effets d'aubaine, mais n'a pas de caractère incitatif à la maîtrise des charges.....	8
2.1.1. <i>La Commission de régulation de l'énergie a fixé des règles visant à limiter l'effet d'aubaine potentiel généré par le niveau élevé du taux de rémunération des capitaux investis, créant par là une incitation à maximiser les investissements.....</i>	<i>8</i>

2.1.2.	<i>Sous réserve de la clause dite « de revoyure », la Commission de régulation de l'énergie contrôle les coûts d'exploitation, de façon à éviter toute divergence avec la compensation prévue au détriment des charges de service public</i>	<i>10</i>
2.1.3.	<i>La mise en place de dispositifs incitatifs à la maîtrise des charges d'exploitation dépend d'une meilleure connaissance des coûts permettant d'établir des coûts de référence.....</i>	<i>10</i>
2.2.	<i>L'examen des actions de maîtrise de la demande d'énergie et des dispositifs de stockage, qui sont rémunérés en fonction des coûts de production évités, impose à la Commission de régulation de l'énergie de se constituer de nouvelles compétences.....</i>	<i>12</i>
2.2.1.	<i>Le succès du dispositif de financement des actions de maîtrise de la demande d'énergie repose sur la capacité de la Commission de régulation de l'énergie à évaluer le coût normal et complet d'une action sur la durée de vie de l'équipement et sur la détermination d'un niveau de prime permettant d'optimiser le système.....</i>	<i>12</i>
2.2.2.	<i>Les modalités prévues de financement des installations de stockage centralisées imposent à la Commission de régulation de l'énergie d'être en mesure de réaliser des estimations des coûts variables de production évités lors d'une année de référence et de contrôler les modalités de leur usage</i>	<i>14</i>
2.3.	<i>La Commission de régulation de l'énergie envisage de modifier la structure des grilles tarifaires appliquées dans les zones non interconnectées de façon à donner aux consommateurs des signaux économiques plus adaptés à l'évolution récente des parcs de production dans chacun des territoires</i>	<i>16</i>
3.	ALORS QUE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE ÉTOFFE SES COMPÉTENCES TECHNICO-FINANCIÈRES POUR POUVOIR PORTER UNE APPRÉCIATION GLOBALE SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DES ZONES NON INTERCONNECTÉES, LES PRÉROGATIVES QUI LUI SONT CONFIÉES LIMITENT SES CAPACITÉS À CONTRIBUER À LA MAÎTRISE DES COÛTS DU SYSTÈME	18
3.1.	<i>La Commission de régulation de l'énergie a peu de marge de manœuvre réglementaire pour instaurer des dispositifs incitatifs à la maîtrise des charges</i>	<i>18</i>
3.2.	<i>Les programmations pluriannuelles de l'énergie et les nouvelles règles d'appel des installations limitent la capacité d'arbitrage de la Commission de régulation de l'énergie.....</i>	<i>20</i>
3.3.	<i>La Commission de régulation de l'énergie étoffe ses compétences technico-financières pour pouvoir porter une appréciation globale sur le système électrique des zones non interconnectées.....</i>	<i>21</i>
3.3.1.	<i>La Commission de régulation de l'énergie a engagé depuis 2014 un cycle de visites dans chacune des zones non interconnectées donnant lieu à l'établissement d'un rapport thématique.....</i>	<i>21</i>
3.3.2.	<i>La Commission de régulation de l'énergie développe des capacités de modélisation du fonctionnement du parc de de production des zones non interconnectées.....</i>	<i>21</i>
3.3.3.	<i>La Commission de régulation de l'énergie manque de compétences relatives aux spécificités des réseaux des zones non interconnectées.....</i>	<i>22</i>

1. Les missions de régulation et de mise en œuvre du service public de l'énergie confiées à la Commission de régulation de l'énergie s'exercent, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, dans des conditions particulières

1.1. La Commission de régulation de l'énergie a les missions classiques d'un régulateur sectoriel dans le domaine de l'énergie

1.1.1. La Commission de régulation de l'énergie, créée en mars 2000, exerce sa mission dans le cadre de la régulation européenne des marchés de l'énergie

D'après le code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), créée en mars 2000, « *concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals* » (art. L. 131-1). Dans le cadre de sa mission, la CRE est chargée de la régulation du marché et des réseaux de l'électricité afin de contribuer aux objectifs de la politique énergétique figurant à l'article L. 100-1 du même code.

Membre dès 2000 du Conseil des régulateurs européens (CEER) et membre du Conseil des régulateurs de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) lors de sa création en 2009, elle coopère avec les autorités nationales de régulation européennes dont l'objectif est de garantir :

- ♦ des conditions d'accès non discriminatoires aux réseaux d'électricité et de gaz naturel ;
- ♦ une concurrence effective sur les marchés ;
- ♦ le bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie.

La CRE est une autorité administrative indépendante, qui comprend un collège et un comité de règlement des différends et des sanctions. Le collège est constitué de six membres nommés pouvant justifier de compétences juridiques, économiques et techniques particulières dans le domaine du gaz et de l'électricité. Un des membres du collège est nommé par décret sur proposition du ministre chargé de l'outre-mer en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental (articles L. 132-1 et L. 132-2 du code de l'énergie)

1.1.2. La Commission de régulation de l'énergie est garante des conditions d'accès aux réseaux et du bon fonctionnement du marché de l'électricité dans le respect des objectifs de politique énergétique

En métropole, la CRE est chargée notamment :

- ♦ de veiller au maintien des conditions d'un accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité transparent et non discriminatoire, compatible avec le développement de la concurrence dans ce secteur. Elle garantit l'indépendance des gestionnaires de réseaux par rapport aux producteurs et aux fournisseurs d'électricité (art. L. 111-7 du code de l'énergie) ;
- ♦ de veiller au respect par les gestionnaires de réseaux et les acteurs du secteur de l'électricité de leurs obligations légales et réglementaires ;

Annexe III

- ♦ de surveiller les transactions entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions réalisées sur les marchés organisés ainsi que les échanges transfrontaliers, afin de vérifier leur cohérence, leur compatibilité avec les objectifs de politique énergétique, ainsi qu'avec la réglementation nationale et européenne (art. L. 131-2 du code de l'énergie) ;
- ♦ de garantir la protection des consommateurs et l'effectivité des mesures qui l'assurent.

L'action de la CRE s'exerce en complémentarité avec les autres autorités de régulation, notamment l'Autorité de la concurrence et l'Autorité des marchés financiers (art. L. 134-16 et L. 134-17 du code de l'énergie).

1.1.3. La Commission de régulation de l'énergie dispose de pouvoirs de contrôle et de sanction

Dans le cadre de sa mission de régulation et de ses activités de contrôle et d'enquête, la CRE dispose d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises qui exercent dans les secteurs relevant de sa compétence, ainsi qu'à toutes informations financières, économiques et sociales pertinentes (art. L. 135-1 du code de l'énergie).

Les agents de la CRE habilités par son président ont un droit d'accès « *aux établissements, terrains, locaux et véhicules professionnels (...) qui relèvent du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, des entreprises exerçant une activité de production, de distribution, de négoce ou de fourniture d'électricité ou de gaz naturel (...). Ils peuvent pénétrer dans ces lieux aux heures et selon les modalités habituelles d'ouverture* » (art. L.135-4 du même code). Sous réserve des cas mentionnés à l'article précédent ou en cas de refus d'accès opposé aux agents, la visite des agents de la CRE est autorisée sur ordonnance du juge des libertés et de la détention du tribunal de grande instance (art. L. 135-5 du même code).

Les pouvoirs de sanction de la CRE s'exercent à l'initiative du comité de règlement des différends et des sanctions ou « *à la demande du ministre chargé de l'énergie, de l'environnement, du président de la Commission de régulation de l'énergie, d'une organisation professionnelle, d'une association agréée d'utilisateurs ou de toute autre personne concernée* » (art. L. 134-25 du code de l'énergie).

Conformément à l'article L. 134-27 du code de l'énergie, deux types de sanction peuvent être décidés par la CRE :

- ♦ interdiction temporaire d'accès aux réseaux d'électricité ou de gaz naturel inférieure à un an ;
- ♦ sanction pécuniaire si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale.

1.2. La Commission de régulation de l'énergie participe à la mise en œuvre du service public de l'électricité

1.2.1. La Commission de régulation de l'énergie dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif lui permettant de préciser les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité

Conformément aux articles L. 134-1 et L. 134-2 du code de l'énergie, la CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif et est habilitée à prendre des décisions relevant du domaine réglementaire concernant, pour le secteur de l'électricité :

- ♦ les missions des gestionnaires de réseaux publics d'électricité en matière d'exploitation et de développement ;

Annexe III

- ◆ les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux et leurs conditions d'utilisation ainsi que la méthodologie du calcul et l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ;
- ◆ la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation ainsi que la compensation financière des éventuels écarts ;
- ◆ les contrats ou protocoles d'achat des pertes ou de réservation de puissance du gestionnaire de réseau de transport d'électricité ;
- ◆ les périmètres de chacune des activités comptablement séparées et les règles de séparation comptable ;
- ◆ la méthode de calcul des coûts de production de l'électricité nucléaire historique ;
- ◆ la valorisation des effacements de consommation.

D'autre part, d'après l'article L. 134-3 du même code, la CRE approuve :

- ◆ la liste des dirigeants des gestionnaires de réseau de transport ;
- ◆ les programmes d'investissement du gestionnaire de réseau public d'électricité.

1.2.2. La Commission de régulation de l'énergie dispose d'un pouvoir d'avis et de proposition concernant la mise en œuvre de certaines dispositions relatives à la politique publique de l'électricité

La CRE est également chargée de la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant la transparence et le bon fonctionnement du marché de détail.

La marge d'appréciation laissée à la CRE dans le cadre de sa mission est néanmoins encadrée. Ainsi, aux termes de l'article L. 134-19 du code de l'énergie, « *la Commission de régulation de l'énergie consulte le Conseil supérieur de l'énergie préalablement aux décisions, dont la liste est déterminée par décret en Conseil d'Etat, pouvant avoir une incidence importante sur les objectifs de la politique énergétique* ».

La CRE propose en outre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs réglementés de vente de l'électricité (articles L. 337-7 et L. 337-8).

Enfin, l'avis de la CRE doit être recueilli pour un certain nombre de projets de textes réglementaires dans le secteur de l'électricité. Ainsi, la CRE est saisie pour avis du cahier des charges relatif aux appels d'offres prévus à l'article L. 311-10 du code de l'énergie (art. R. 311-14 du même code) et des arrêtés tarifaires pris en application de l'obligation d'achat prévue à l'article L. 314-1 du même code (art. L. 314-4 du même code). Ces avis sont rendus publics. La CRE est également consultée sur les projets de dispositions à caractère réglementaire relatives à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (art. L. 134-10 du même code).

1.2.3. La Commission de régulation de l'énergie est chargée de fixer annuellement le montant des charges de service public de l'électricité

L'article L. 121-9 du code de l'énergie confie à la Commission de régulation de l'énergie l'évaluation annuelle du montant des charges de service public de l'électricité, définies aux articles L. 121-7 à L. 121-8-1 du code de l'énergie.

Ces charges comprennent, en matière de production :

- ◆ en métropole continentale, les surcoûts résultant de la mise en œuvre de la procédure de mise en concurrence définie aux articles L. 311-10 à L. 311-13-5 et du dispositif d'obligation d'achat défini aux articles L. 314-1 à L. 314-13 du même code ;

Annexe III

- ♦ dans les zones non interconnectées (ZNI), les surcoûts résultant des conditions spécifiques de production dans ces territoires.

Elles comprennent également :

- ♦ les pertes et les coûts supportés par les fournisseurs en raison de la tarification spéciale « produit de première nécessité » et des autres dispositifs d'aide aux personnes en situation de précarité ;
- ♦ les charges correspondant à la mise en œuvre d'appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation ;
- ♦ les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations, en charge de la gestion des comptes spécifiques relatifs à la compensation des charges de service public de l'énergie.

Les charges de service public de l'électricité sont calculées à partir d'une comptabilité spécifique tenue par les opérateurs, dont les règles sont définies par la CRE. Elles font l'objet, pour les charges de service public de l'année précédente, d'une déclaration des opérateurs, adressée à la CRE avant le 31 mars de chaque année, ainsi que d'une déclaration relative aux charges de l'année à venir et de la mise à jour des charges pour l'année en cours adressée avant le 30 avril. La CRE a la possibilité de demander des informations supplémentaires jusqu'au 15 juin, puis adresse au ministre chargé de l'énergie l'évaluation du montant des charges de service public qu'elle a réalisée, accompagnée des règles employées pour son calcul et des autres informations nécessaires (art. R. 121-31 du code de l'énergie).

La CRE distingue en outre les charges relevant du compte « Transition énergétique » de celles relevant du compte « Service public de l'énergie » tenus par la Caisse des dépôts et consignations.

1.3. Les missions de la Commission de régulation de l'énergie en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental s'exercent dans des conditions particulières

1.3.1. La Commission de régulation de l'énergie joue un rôle singulier du fait des conditions particulières de marché et de production dans les zones non interconnectées

Dans les ZNI, le marché de l'électricité reste largement réglementé :

- ♦ contrairement à la situation qui prévaut en métropole, les opérateurs historiques restent intégrés¹. La direction d'EDF pour les systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) assurent donc les fonctions de gestionnaire de réseau, d'acheteur et de distributeur unique d'électricité dans les zones relevant de leurs activités (art. L. 124-4, II du code de l'énergie) ;

¹ La directive européenne 2009/72/Commission européenne du 13 juillet 2009 prévoit en effet la possibilité pour les États pouvant démontrer que des « problèmes importants se posent pour l'exploitation de petits réseaux isolés » de bénéficier de dérogations aux dispositions prévoyant l'obligation de séparation entre les activités de gestion du réseau de distribution d'électricité et celles de production, transport et fourniture (art. 44).

- ◆ si la production est ouverte à la concurrence, et malgré les mesures spécifiques de soutien au développement des capacités de production (tarifs d'achat d'électricité plus avantageux, compensation des surcoûts de production supportés par les fournisseurs historiques tel que décrite ci-dessous, rémunération du capital investi à un taux de 11 % fixé par arrêté ministériel en 2006², mécanismes de défiscalisation spécifiques à l'investissement productif outre-mer, etc.), le nombre de producteurs reste très restreint, les fournisseurs historiques occupant une place largement prépondérante dans des marchés structurellement limités ;
- ◆ enfin, conformément au mécanisme de péréquation nationale des tarifs prévu par le code de l'énergie, qui garantit la fourniture d'électricité à des tarifs réglementés de vente sur l'ensemble du territoire, y compris dans les ZNI, les consommateurs domestiques des ZNI peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale, tandis que les consommateurs non domestiques bénéficient de tarifs réglementés de vente qui évoluent en même temps et dans les mêmes proportions que les tarifs applicables en métropole à des puissances comparables (articles L. 121-1 à L. 121-5).

Les contraintes spécifiques aux ZNI - caractère insulaire de la plupart des ZNI, contraintes géographiques fortes (régions montagneuses, volcaniques, cycloniques), insuffisance relative de certaines de leurs infrastructures portuaires et routières, absence de production d'électricité d'origine nucléaire - imposent de recourir à des solutions technologiques adaptées et plus onéreuses que celles qui sont développées en France métropolitaine. Le prix de revient moyen du MWh produit dans les ZNI est donc supérieur au niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité garantis par la péréquation tarifaire, générant des surcoûts de production qui font l'objet d'une compensation aux fournisseurs historiques.

En conséquence, la CRE joue dans les ZNI un rôle spécifique :

- ◆ dans la fixation des tarifs et des prix ;
- ◆ pour faire contrepoids aux fournisseurs historiques :
 - d'une part, vis-à-vis des producteurs, pour leur garantir des conditions de marché équitables ;
 - d'autre part, pour produire une expertise technico-financière relative aux systèmes électriques.

1.3.2. La Commission de régulation de l'énergie a une mission spécifique d'évaluation et de validation des coûts de production de l'électricité

La CRE a dans les ZNI une mission particulière d'évaluation et de validation des coûts de production de l'électricité, de façon à déterminer les coûts de production et d'achat d'électricité non compensés par les recettes tarifaires qui font chaque année l'objet de la compensation aux fournisseurs historiques. Ces « surcoûts » de production comprennent :

- ◆ les surcoûts de production des fournisseurs historiques eux-mêmes, calculés, selon le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004³, comme l'écart entre le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans la zone » et la part production du tarif réglementé » ;

² Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées. Pour les investissements réalisés avant cette date, ainsi que pour ceux qui concernent les îles bretonnes et l'île de Chausey, le taux de 7,25 % utilisé pour la rémunération des capitaux investis avant la publication de l'arrêté continue à s'appliquer.

³ Dispositions codifiées à l'art. R-121-28 du code de l'énergie.

Annexe III

- ◆ les surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité conclus par les fournisseurs historiques avec les producteurs tiers, qui, d'après le même décret, correspondent à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et la part production du tarif réglementé de vente.

Dans le premier cas, la CRE est chargée d'évaluer ce « coût normal et complet » *ex post* à partir des éléments utiles de la comptabilité des fournisseurs historiques pour leurs installations historiques et, pour les investissements réalisés à partir de 2015, *ex ante*⁴.

Dans le second cas, le prix d'acquisition dépend de la nature du contrat et correspond :

- pour les contrats d'obligation d'achat conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires, aux tarifs prévus par les arrêtés ;
- pour les contrats conclus à l'issue d'un appel d'offres, aux prix proposés dans les offres ;
- pour les contrats de gré à gré, au « coût normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans la zone ». La CRE évalue *ex ante* ce coût, qui détermine le montant de la compensation accordée aux fournisseurs.

D'après la méthodologie appliquée par la CRE⁵, le « coût normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans la zone » correspond « *aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production apportant la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau* », sauf lorsqu'il correspond à un objectif précis de politique énergétique prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

La CRE annonce prendre en compte des spécificités propres à la zone considérée : densité du réseau électrique et des réseaux de transport, éloignement des centres économiques, etc. En revanche, ne sont pas pris en compte des éléments comme les caractéristiques du marché de l'emploi local et le développement des filières locales.

L'évaluation par la CRE de ce « coût normal et complet » distingue, selon la structure de la compensation qu'il détermine directement :

- ◆ une part fixe dite « prime de puissance garantie », correspondant :
 - à la rémunération du capital immobilisé (y compris les coûts de raccordement), des amortissements et du besoin en fonds de roulement avec un taux d'intérêt fixé par l'arrêté du 23 mars 2006, évoqué plus haut, à 11 % avant impôt⁶ ;
 - aux charges fixes d'exploitation, différenciées entre charges fixes de personnel et hors personnel, indexées respectivement sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé et sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français ;
- ◆ une part variable, proportionnelle à la quantité d'électricité produite, couvrant les charges variables d'exploitation, principalement les charges liées à l'achat de combustibles, à un prix défini *ex ante* et indexé sur un panier d'indices Insee ainsi que d'autres facteurs spécifiques au type d'installation considéré.

⁴ À la demande des fournisseurs historiques, voir délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portée par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

⁵ La méthode d'évaluation de ce coût normal et complet a été précisée par la CRE dans sa délibération du 23 avril 2015 évoquée plus haut.

⁶ La plupart des actifs d'EDF SEI ayant été construits antérieurement à l'arrêté du 23 mars 2006, ces derniers demeurent rémunérés à un taux de 7,25 %, à l'exception des dépenses de gros entretiens et renouvellement réalisées postérieurement, qui entrent dans le champ d'application de l'arrêté.

Dans le cas des contrats de gré à gré passés avec les producteurs tiers, la CRE intervient en outre :

- ◆ pour analyser et, le cas échéant, modifier *ex ante* les clauses d'ajustement et de révision du prix d'acquisition qu'ils prévoient, puis les mettre en œuvre en cours de contrat ;
- ◆ pour déterminer le régime de « bonus-malus » appliqué en fonction du respect par le producteur des objectifs de disponibilité des installations fixés par le contrat.

1.3.3. La Commission de régulation de l'énergie fixe et évalue les modalités de compensation des projets d'ouvrages de stockage d'électricité et de maîtrise de la demande d'énergie

La CRE joue enfin un rôle spécifique, en ZNI, dans l'évaluation et la fixation des modalités de compensation des projets d'ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique et des projets d'actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) portant sur les consommations d'électricité. Ceux-ci relèvent des charges de service public de l'énergie depuis la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 et font l'objet d'une compensation dans la limite des surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée⁷.

D'après les dispositions réglementaires correspondantes⁸, la CRE :

- ◆ examine les projets portés par les fournisseurs d'électricité ou les tiers avec lesquels ils contractent et, dans le deuxième cas, les projets de contrat ;
- ◆ vérifie, s'agissant des actions de maîtrise de la demande d'énergie, que la solution technique envisagée figure « *parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures (kWh) évités, du coût par kilowattheure (kWh) évité et de la durée de l'action envisagée* » ;
- ◆ détermine le montant de la compensation au regard d'un « coût normal et complet » de l'action envisagée, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action :
 - en appliquant, par défaut, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé de 11 % fixé par l'arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'énergie dans les zones non interconnectées⁹ ;
 - dans la limite des surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée (ou de 80 % de ces surcoûts pour les actions de maîtrise de la demande d'énergie nécessitant un investissement d'au moins un million d'euros¹⁰), avec un taux d'actualisation établi entre 4 % et 8 % en fonction du terme de l'action considérée¹¹ ;

⁷ L'article 60 a modifié à cet effet l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

⁸ Article R.121-28 du code de l'énergie, résultant du décret n° 2016-158 du 18 février 2016, arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁹ La CRE peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

¹⁰ En application de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 modifié par le décret n° 2014-864 du 1er août 2014.

¹¹ L'arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées fixe un taux d'actualisation de référence différencié selon la durée de vie de l'action. Il est fixé à 8 % lorsque la

- ◆ peut, lorsqu'elle le juge opportun :
 - modifier le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé de 11 % dans la fourchette de 6 % à 16 % en application d'une analyse des risques auxquels est soumis l'ouvrage considéré ;
 - appliquer au taux d'actualisation une majoration pouvant atteindre 50 % du taux d'actualisation de référence si elle estime que les incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs sont particulièrement significatives.

La CRE a publié dans trois délibérations successives la méthodologie appliquée pour l'examen de ces projets¹².

2. La Commission de régulation de l'énergie exerce ses missions avec l'objectif de maîtrise des charges de service public

2.1. La méthodologie appliquée par la Commission de régulation de l'énergie à l'examen des coûts d'investissements et d'exploitation des fournisseurs historiques et des producteurs tiers sous contrat de gré à gré a pour objectif de limiter les effets d'aubaine, mais n'a pas de caractère incitatif à la maîtrise des charges

2.1.1. La Commission de régulation de l'énergie a fixé des règles visant à limiter l'effet d'aubaine potentiel généré par le niveau élevé du taux de rémunération des capitaux investis, créant par là une incitation à maximiser les investissements

D'après les règles fixées par la CRE, le taux de rémunération du capital investi par les producteurs (11 % pour les projets postérieurs à 2006 dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et en Corse, 7,25 % pour les investissements réalisés avant cette date et pour ceux qui concernent les îles bretonnes et l'île de Chausey¹³) s'applique à une assiette :

- ◆ nette du coût des emprunts¹⁴ ;
- ◆ minorée des avantages fiscaux et des subventions accordées au projet ;
- ◆ actualisée l'année précédant la mise en service industrielle de l'installation.

Elle ne prend plus en compte de provision pour aléas, la CRE considérant que la rémunération des capitaux investis rémunère l'ensemble des risques des porteurs de projets.

durée de vie de l'action est inférieure ou égale à cinq ans ; à 4 % lorsque la durée de vie de l'action est supérieure ou égale à quinze ans ; entre cinq et quinze ans, le taux est obtenu par interpolation linéaire.

¹² Délibération du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées ; délibération du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées ; délibération du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

¹³ Voir *supra* note 2.

¹⁴ Les intérêts intercalaires, en particulier, ne sont pas compensés et ne font pas partie de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

Annexe III

Enfin, l'assiette donne lieu à une révision au cours de l'année de mise en service, de façon à éviter tout effet d'aubaine lié à l'estimation *ex ante* des coûts de construction. Le porteur de projet transmet à la CRE le bilan prévisionnel des décaissements des investissements, leur bilan réel et les éléments justifiant les écarts éventuels par rapport à la prévision. Lorsque le montant réellement investi (hors coûts de raccordement¹⁵) est inférieur à 95 % du montant prévu, la différence est soustraite de l'assiette (voir Tableau 1). Tout dépassement est en revanche à la charge du producteur. Cette formule permet de laisser au producteur une partie des économies réalisées s'il parvient à se positionner juste en-dessous du coût annoncé, mais ne lui en laisse aucune part lorsque celles-ci s'élèvent à 5 % ou plus du coût d'investissement.

Tableau 1 : Ajustement de l'assiette d'investissement pour le calcul de la compensation au moment de la mise en service de l'installation.

Coût réel de l'investissement	Coût de l'investissement retenu pour le calcul de l'assiette
$I_r < 0,95 I_p$	I_r
$0,95 I_p \leq I_r < I_p$	$(0,95 + [0,05^2 - (\frac{I_r}{I_p} - 1)^2]^{1/2}) \times I_p$
$I_r \geq I_p$	I_p

Source : CRE. I_r = investissement réel ; I_p = investissement prévisionnel.

Dans la pratique, la rémunération des capitaux immobilisés doit permettre aux producteurs de couvrir :

- ♦ les coûts du montage du projet, le coût du décalage de leur rémunération entre leurs engagements financiers et la mise en service de l'installation, ainsi que, le cas échéant, la perception différée des avantages fiscaux déduits de l'assiette de rémunération ;
- ♦ les risques liés au renchérissement non compensé de leurs charges d'exploitation sur la durée du contrat, la compensation de ces augmentations de charges étant subordonnée à une appréciation par la CRE du caractère « significatif » de leur impact sur le taux de rendement du projet dans le cadre de l'activation de la « clause de revoyure »¹⁶ ;
- ♦ les effets d'éventuels malus imputés sur le montant de leur prime fixe du fait du non-respect de leurs engagements contractuels de disponibilité (qui, s'agissant des producteurs tiers, ne seraient pas compensés par des bonus).

Si ces mesures limitent *de facto* la rentabilité des projets, elles conduisent les producteurs à privilégier les installations « clefs en main », plus onéreuses, mais pour lesquelles ils ne portent aucun risque de chantier (Albioma, par exemple, d'après les informations fournies à la mission, évalue entre 5 % à 7 % le coût des aléas sur un projet de 100 M€). En outre, du fait des mécanismes incitatifs portant sur la disponibilité des installations et de leur production (dispositif de malus pour les fournisseurs historiques, régime de bonus/malus et de pénalités pour les producteurs tiers), les producteurs ne sont pas incités à ajuster la qualité et les spécificités de leurs équipements aux besoins, mais à rechercher, autant que possible, à garantir une performance élevée en termes de disponibilité, y compris, le cas échéant, au prix d'un surinvestissement.

¹⁵ Les coûts de raccordement sont estimés par le gestionnaire de réseau. Lorsque le coût du raccordement dépasse de 15 % le coût prévisionnel, le surcoût, considéré comme dû à une mauvaise estimation du gestionnaire de réseau, reste à la charge de ce dernier.

¹⁶ \$1.9 de la délibération du 23 avril 2015.

2.1.2. Sous réserve de la clause dite « de revoyure », la Commission de régulation de l'énergie contrôle les coûts d'exploitation, de façon à éviter toute divergence avec la compensation prévue au détriment des charges de service public

L'examen des projets et la détermination du montant de la compensation reposant sur les coûts prévisionnels, la CRE a progressivement renforcé le contrôle des coûts d'exploitation, lesquels peuvent donner lieu à des révisions à la baisse de leur compensation s'ils s'avèrent inférieurs aux coûts prévisionnels.

S'agissant des fournisseurs historiques, la CRE contrôle ainsi leurs déclarations sur la base des rapports de leurs commissaires aux comptes. Elle peut aussi, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant de son choix (art. L. 121-9 du code de l'énergie). Pour avoir une vision plus fine des différents postes de coûts et pouvoir faire des comparaisons entre les différents moyens de production, elle prévoit à la date de la mission de construire un modèle de déclaration permettant l'affectation des coûts par centrale.

S'agissant des producteurs tiers liés à EDF par un contrat de gré à gré, la CRE prévoit, depuis la délibération d'avril 2015 revoyant la méthodologie d'examen des coûts d'investissements et d'exploitation, de mener des audits des coûts d'exploitation fixes et variables à échéance régulière, tous les cinq ans, pour analyser l'évolution des coûts réels d'exploitation. Elle se réserve la possibilité de réviser la compensation à la baisse en conséquence : en effet, *« si les coûts [...] d'exploitation réels sont inférieurs à la part de la compensation [...] qui les rémunère, cette dernière est revue à la baisse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du producteur »*. Cette mesure s'appliquera aux contrats à venir et à ceux qui feront l'objet d'un nouvel avenant.

Ces audits, qui mobiliseront des moyens non négligeables au sein de la CRE, relèvent d'une logique de contrôle qui permet de limiter les effets d'aubaine, mais non d'une logique économique d'incitation à la maîtrise des charges, dans la mesure où les producteurs ne tirent aucun bénéfice d'éventuels gains en la matière.

2.1.3. La mise en place de dispositifs incitatifs à la maîtrise des charges d'exploitation dépend d'une meilleure connaissance des coûts permettant d'établir des coûts de référence

Aucun dispositif incitatif à la maîtrise de leurs charges par les fournisseurs historiques n'est actuellement prévu. Une réflexion est néanmoins menée avec EDF SEI sur l'instauration d'indicateurs de performance, qui pourraient servir de fondement à un tel mécanisme. D'après les informations fournies par la CRE, le dispositif envisagé reposerait sur quatre indicateurs proposés par EDF SEI, à savoir (en k€/MW) :

- ◆ les coûts de productions directs hors combustibles et CO₂ (en k€/MW) ;
- ◆ les frais communs locaux et nationaux (en k€/MW) ;
- ◆ les charges de personnels par effectif moyen payé (EMP) (en k€/EMP) ;
- ◆ la valorisation des stocks de matériels (en k€/MW).

EDF suggère en outre de prendre pour référence les coûts de l'année 2015, en raison de l'évolution de son appareil productif avant cette date, qui a déformé la structure des coûts directs et de suivre ces indicateurs à la maille d'EDF SEI et non de chaque installation, pour éviter les déformations liées à des événements particuliers comme les programmes de maintenance, les événements climatiques, etc.

La CRE quant à elle émet des doutes, que partage la mission, sur le caractère représentatif et exemplaire de l'année 2015 et souhaiterait construire un référentiel de coûts fondé sur un benchmark des coûts des opérateurs implantés sur les territoires comparables aux ZNI françaises. Elle souligne en outre qu'EDF, étant « producteur en dernier recours » et « ayant comme objectif d'assurer la qualité et la continuité de la fourniture », peut subir des dérives de coûts liés aux aléas du système électrique.

S'agissant des producteurs liés aux fournisseurs historiques par un contrat de gré à gré, la délibération du 23 avril 2015 ne prévoit pas de mécanisme incitatif à la maîtrise des charges. La position de la CRE en la matière est exprimée dans sa délibération du 20 avril 2017 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guyane) et la société Biomasse Energie de Montsinéry (BEM) pour une installation de production d'électricité située sur la commune de Montsinéry-Tonnégrande en Guyane. Celle-ci précise qu'« *un mécanisme de partage sur les économies réalisées sur les coûts variables d'exploitation – et plus généralement sur l'ensemble des OPEX – ne pourra être mis en œuvre que sous réserve d'une connaissance détaillée des coûts de référence, qui ne sera disponible qu'à l'issue du premier audit des coûts par la CRE* ».

En attendant, aucun mécanisme de ce type n'est prévu non plus sur des périmètres plus restreints, comme par exemple celui de la mise en conformité avec de nouvelles obligations réglementaires, ce qui serait possible en prenant comme référence les coûts de mise en conformité enregistrés la première année, qui sont compensés sur facture, et en fixant un objectif négocié avec le producteur.

Pour rappel, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a mené périodiquement jusqu'en 2008 à l'échelle de la France des études de coûts de référence de la production électrique à moyen terme ayant pour objectif de comparer dans un cadre théorique défini les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières pour éclairer les futurs choix d'investissement. Les hypothèses normatives retenues, s'agissant des prix de combustibles, du taux d'actualisation et de la durée de vie économique des installations, étaient discutées dans le cadre d'une concertation regroupant entreprises, administrations, organisation et personnalités qualifiées. Pour la dernière étude publiée en 2008, l'analyse faisait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des considérations liées à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique, mais présentait la variation des coûts en fonction de la durée d'appel du moyen de production.

2.2. L'examen des actions de maîtrise de la demande d'énergie et des dispositifs de stockage, qui sont rémunérés en fonction des coûts de production évités, impose à la Commission de régulation de l'énergie de se constituer de nouvelles compétences

2.2.1. Le succès du dispositif de financement des actions de maîtrise de la demande d'énergie repose sur la capacité de la Commission de régulation de l'énergie à évaluer le coût normal et complet d'une action sur la durée de vie de l'équipement et sur la détermination d'un niveau de prime permettant d'optimiser le système

Le dispositif de financement des actions de maîtrise de la demande d'électricité est un mécanisme de second rang visant à corriger en partie l'inefficacité résultant, en ZNI, de la différence entre le coût de l'électricité et son prix de vente et à maîtriser les charges de service public de l'électricité. Cette correction est apportée sous la forme d'un accord gagnant – gagnant, où l'économie réalisée est partagée entre le consommateur mettant en œuvre la mesure de MDE, qui bénéficie d'une prime, et l'ensemble des consommateurs finançant la péréquation, par l'économie de charges de service public induite par la mesure en question.

La CRE procède à un examen différencié des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et des « petites actions » sur le marché diffus des particuliers et des professionnels ayant le même objectif.

S'agissant des projets d'infrastructure, la CRE :

- ◆ évalue les surcoûts évités par le projet de MDE, sur sa durée de vie, à partir d'un parc de référence représentatif du parc électrique ;
- ◆ met en place des mesures de suivi et de contrôle des kWh effectivement évités par le projet ;
- ◆ cherche à maîtriser l'évolution des charges de CSPE en mettant en œuvre une compensation du porteur de projet sur la base des kWh effectivement évités chaque année ;
- ◆ vise à sélectionner les projets les plus performants au regard des économies de charges de service public.

Pour permettre aux porteurs de projets d'avoir une estimation approximative du coût de production évité, la CRE prévoit de publier à titre indicatif, entre le 15 décembre et le 15 janvier de chaque année, pour chaque territoire, les coûts marginaux de production à horizon de l'année de référence cible correspondant à des journées type de l'année sur les postes tarifaires heures pleines et heures creuses.

Le calcul du surcoût de production évité est évalué pour une année de référence cible qui correspond à l'année de saisine de la CRE plus quinze ans. Il dépend beaucoup des projections des fournisseurs historiques, puisque les hypothèses d'évolution du parc de production de chaque ZNI à cette échéance, ainsi que le scénario retenu pour la consommation d'électricité et la puissance à la pointe à moyen et long terme proviennent des bilans prévisionnels qu'ils établissent. Le coût de production évité d'une année de référence cible correspond à la différence entre les coûts de production de deux configurations de parcs de production :

- ◆ l'une construite pour répondre, sans le projet de MDE, à la demande évaluée à l'année de référence cible ;
- ◆ l'autre pour répondre, la même année, à cette demande corrigée des effets du projet de MDE.

Si les kWh effectivement évités excèdent la prévision, une part des recettes supplémentaires est laissée au porteur de projet, déterminée au moment de la saisine de la CRE en fonction du niveau de performance du projet au regard des économies de charges de service public qu'il permet.

S'agissant des petites actions de MDE, dans lesquelles les collectivités territoriales sont le plus souvent impliquées, la CRE encourage celles-ci à constituer dans chaque territoire un comité territorial *ad hoc* avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), le fournisseur historique et la direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL), qui se chargerait d'analyser les actions susceptibles d'être menées, de suivre les actions en cours et de dresser un bilan annuel de leurs résultats. La CRE se propose de dresser des cadres territoriaux de compensation à horizon de cinq ans en lien avec les travaux des comités territoriaux.

Le surcoût de production évité est égal à la différence entre les coûts de production évités et les recettes que le fournisseur historique n'a pas perçues du fait de la baisse de la consommation d'électricité induite par l'action de MDE. Pour chaque action, la CRE détermine une année de référence représentative de la moitié de la durée prévue de l'action, pour laquelle elle restitue la chronique prévisionnelle des kWh évités, ainsi que le surcoût de production évité prévisionnel. Le surcoût évité total s'obtient par extrapolation et somme actualisée sur la durée de l'action. La prise en compte de divers effets susceptibles de réduire l'efficacité de l'action (risque d'éviction entre diverses actions, risque de rebond de la consommation, effet d'aubaine, risque de malfaçon, etc.) est prévue par l'application de coefficients de pondération.

Le coût normal et complet d'une petite action de MDE, qui détermine le montant de la compensation, est défini comme le montant de charges « optimal » qui, en l'absence de recettes et de subventions perçues au titre de l'action, permet d'en maximiser l'efficacité. Il correspond à la somme actualisée :

- ◆ du montant des primes commerciales, jugées « optimales », qui, en l'absence de recettes et subventions, seraient versées par le fournisseur historique au porteur de projet pour stimuler l'achat des dispositifs favorisant la MDE en réduisant à due concurrence leur prix pour le client final ;
- ◆ des coûts supportés par le fournisseur historique pour accompagner le déploiement de l'action de MDE (suivi, gestion, communication, contre-expertise technique des matériels, etc.)

Pour l'évaluation du montant « optimal » des primes, la CRE fait la différence entre les actions dites « standard », caractérisées par le déploiement massif de dispositifs standardisés (vente de LED, installation de chauffe-eau solaires, etc.) et les actions « non standard », spécifiques à un site (rénovation de l'isolation d'un logement collectif, d'un système de climatisation, d'un processus industriel, etc.) :

- ◆ pour les premières, le niveau de prime envisagé est déterminé de façon à optimiser le déploiement de l'action tout en limitant les effets indésirables qui pourraient en réduire l'efficacité ; il peut être ajusté au cours de l'action ou adapté par type de clientèle ; il est fondé sur les résultats d'une étude marketing destinée à appréhender l'état du marché et l'élasticité de la demande au prix ;
- ◆ pour les secondes, le niveau de prime envisagé est estimé au regard du coût de l'action pour le client final et du coût qu'il évite grâce à sa mise en place. Ce coût évité est établi sur la base d'un scénario de référence qui tient compte du rythme de renouvellement du dispositif concerné en l'absence de soutien public. Les flux de trésorerie du client final impactés par la mise en place de l'action par rapport au scénario de référence sont mis en évidence dans un plan d'affaire.

Pour ces petites actions, il n'est pas prévu de mécanisme de partage des gains éventuels liés à de meilleurs résultats que le scénario prévisionnel.

L'enjeu de ces dispositifs est la détermination du juste niveau de prime permettant de maximiser le volume des actions tout en maintenant un gain unitaire satisfaisant pour les charges de service public (à l'extrême, si l'action est rémunérée à due concurrence du montant de charges de service public évité, le gain est nul pour la collectivité)¹⁷. Il s'agira aussi de limiter les effets d'aubaine potentiels dont pourraient bénéficier les collectivités territoriales.

Le succès de ces dispositifs dépend donc de la capacité de la CRE à maîtriser des compétences nouvelles et à disposer d'une vision systémique du fonctionnement du système électrique, notamment pour le calcul du coût normal et complet d'une action de MDE sur la durée de vie de l'équipement, ainsi que pour la détermination du niveau de prime « optimal ».

2.2.2. Les modalités prévues de financement des installations de stockage centralisées imposent à la Commission de régulation de l'énergie d'être en mesure de réaliser des estimations des coûts variables de production évités lors d'une année de référence et de contrôler les modalités de leur usage

Dans des réseaux de petite taille, et plus encore en cas de développement des énergies renouvelables, les moyens de stockage d'électricité permettent, dans des proportions qui dépendent du moyen considéré et des caractéristiques du système électrique dans lequel ce moyen est inséré :

- ♦ de lisser, à différentes échelles de temps, les fluctuations de la « demande résiduelle », c'est-à-dire la combinaison des fluctuations de la consommation et de la production des moyens à énergie fatale. Ceci permet de recourir davantage aux moyens de base, dont les coûts variables sont les plus faibles, et moins aux moyens de pointe, dont les coûts variables sont les plus élevés ;
- ♦ de constituer une réserve primaire (puissance rapidement mobilisable en cas par exemple de défaillance d'un moyen de production), qui diminue d'autant la réserve primaire à conserver sur les moyens mis en route, ce qui permet notamment, à parc de production donné, de produire davantage avec les moyens de base (ou, de manière équivalente, à besoin de base donné, de se contenter d'un parc un peu moins fortement dimensionné) ;
- ♦ d'améliorer le traitement des contraintes techniques en tension et en intensité sur les réseaux de transport et de distribution. L'économie procurée porte alors sur les coûts de réseaux et non sur les coûts de production.

Dans un contexte de développement des énergies renouvelables intermittentes, l'introduction de moyens de stockage doit permettre de relever le « seuil de déconnexion » imposé à ces énergies pour garantir la stabilité des réseaux. La délibération de la CRE du 30 mars 2017 rappelle les avantages à cet effet d'installations de stockage centralisées et pilotées par le gestionnaire de réseau sur les petites unités de stockage décentralisées déployées dans le cadre d'appel d'offres photovoltaïques avec stockage, les premières offrant davantage de flexibilité dans les services rendus et pouvant s'adapter aux besoins évolutifs du système¹⁸.

¹⁷ Le dispositif peut néanmoins aboutir au paradoxe que l'accès à un service rendu par l'électricité, comme un chauffe-eau solaire, peut devenir moins onéreux en ZNI qu'en métropole.

¹⁸ Voir aussi l'avis du 27 octobre 2016, portant sur le cahier des charges d'un appel d'offres photovoltaïque avec stockage.

La récente et très forte baisse des coûts des batteries au lithium¹⁹ ouvre aujourd'hui des perspectives dès le court terme dans les ZNI : d'après la CRE, les premières analyses font apparaître que l'ajout de telles batteries sur le réseau sera rentable en termes de coûts du système. Elle permettra en effet à la fois :

- ♦ l'intégration des énergies renouvelables intermittentes à moindre coût ;
- ♦ la diminution des surcoûts de production ;
- ♦ dans une moindre mesure, la diminution des coûts d'acheminement de l'électricité.

Cette même délibération précise l'articulation entre les mécanismes de compensation des coûts des dispositifs de stockage au regard des charges de service public évitées et au titre des services rendus au réseau. Les charges d'exploitation pour les gestionnaires de réseau liées à l'achat de services fournis par le dispositif de stockage pourront être couverts par des dotations du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)²⁰. D'après la CRE, l'articulation entre ces deux mécanismes doit permettre de favoriser l'émergence de projets ayant globalement le plus de valeur pour le système électrique, qu'ils engendrent une diminution du tarif d'utilisation des réseaux publics de l'électricité (TURPE) et/ou des charges de service public, et d'éviter toute double compensation. Pour chaque dispositif de stockage examiné, la CRE se prononcera sur la compensation au titre des charges de service public et donnera des orientations pour la couverture par les dotations du FPE des charges d'exploitation supportées par le gestionnaire de réseau pour le recours aux services rendus par le dispositif.

Le succès du dispositif dépend en grande partie de l'implication des gestionnaires de réseau, en particulier pour permettre la participation de porteurs de projets tiers aux appels d'offres. Ils doivent en effet assurer la transparence des besoins et des contraintes du système électrique, à savoir :

- ♦ publier les prescriptions techniques permettant la fourniture des services permettant d'éviter des surcoûts de production ;
- ♦ mettre en place des outils informatiques permettant de localiser les contraintes en tension et en intensité des réseaux de distribution qu'ils exploitent, afin de permettre aux acteurs tiers de proposer des solutions adéquates et publier les prescriptions techniques associées à ces services ;
- ♦ fournir aux porteurs de projet, pour les équipements qu'ils proposent, des analyses coûts bénéfiques pour permettre à la CRE d'estimer la variation des dépenses d'investissement et d'exploitation générée chez les gestionnaires de réseaux.

La CRE devra être en mesure :

- ♦ d'évaluer les interférences et interactions entre les différents services pouvant être rendus simultanément ou successivement par une même installation de stockage ;
- ♦ de s'assurer que les modalités de pilotage envisagées par le gestionnaire de réseau permettent de maximiser la valeur du projet pour le système électrique compte tenu des services pouvant être fournis par l'installation et des besoins du système ;
- ♦ de procéder à des modélisations permettant d'estimer les coûts variables de production évités lors d'une année de référence, par comparaison entre les coûts variables de production d'un parc construit pour assurer l'équilibre offre-demande sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée et ceux d'un parc construit pour assurer ce même équilibre en prenant en compte l'installation de stockage ;

¹⁹ Les perspectives de réduction de coûts des filières électrochimiques (Lithium-ion, NaS), sont d'un facteur 2 à horizon 2020.

²⁰ Voir la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension haute tension A et basse tension.

- ♦ de vérifier que les économies de charges de service public évaluées *ex ante* sont effectivement atteintes, en s'assurant que le gestionnaire de réseau a effectivement optimisé le pilotage du stockage compte tenu des contraintes s'exerçant sur le système électrique et que le propriétaire de l'ouvrage de stockage a respecté ses engagements en termes de disponibilité à l'appel du gestionnaire de réseau.

2.3. La Commission de régulation de l'énergie envisage de modifier la structure des grilles tarifaires appliquées dans les zones non interconnectées de façon à donner aux consommateurs des signaux économiques plus adaptés à l'évolution récente des parcs de production dans chacun des territoires

Le principe de péréquation tarifaire garanti aux consommateurs des ZNI par l'article L. 121-5 du code de l'énergie impose que :

- ♦ le niveau de prix moyen de chacun des tarifs réglementés de l'électricité en ZNI soit cohérent avec l'empilement des composantes de coûts des tarifs réglementés applicables en métropole continentale ;
- ♦ le produit total de ces tarifs couvre globalement les coûts que les tarifs réglementés applicables en métropole continentale permettent de couvrir ;
- ♦ le niveau des tarifs réglementés de l'électricité en ZNI évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la CRE et facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale.

Sous réserve du respect de ces dispositions, il est possible de fixer la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes « *de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée* » (art. L. 337-6 du code de l'énergie).

Les tarifs permettent d'envoyer aux consommateurs, sur des plages de temps spécifiques, des signaux économiques adaptés à la structure des parcs de production et aux habitudes de consommation en électricité : les prix doivent être plus élevés lors des périodes de forte tension des parcs de production, lorsque le coût de production de l'électricité est le plus élevé, de façon à inciter les consommateurs à réduire ou à reporter leur consommation vers des plages horaires où le système électrique est moins tendu, donc moins coûteux. Or tant la structure des parcs de production que les habitudes de consommation en électricité ont fortement évolué depuis la dernière modification de la structure tarifaire en 2008, principalement du fait de l'insertion d'énergies renouvelables intermittentes dans le réseau. Le développement récent et substantiel de la production photovoltaïque a généré une diminution sensible des coûts de production du matin dans certains territoires. Parallèlement, la consommation à la pointe a augmenté plus rapidement que la consommation moyenne. Ces évolutions justifient une refonte de la structure tarifaire, de façon à piloter la demande au mieux en fonction des contraintes nouvelles de production et en introduisant des signaux de pointe mobile. En outre, dans la mesure où ces caractéristiques diffèrent d'un territoire à l'autre, il paraît opportun de construire des grilles tarifaires différentes pour chacune des ZNI, ce qui n'est pas le cas à la date de la mission.

Annexe III

La CRE a soumis à consultation publique, entre février et mars 2016, une proposition de méthodologie nouvelle pour la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité appliqués aux consommateurs des ZNI ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA²¹. Compte tenu des contraintes de comptage et de systèmes d'information, elle propose l'application de tarifs ainsi construit à partir de 2017 parallèlement au maintien des tarifs existants jusqu'au déploiement complet des compteurs dit « nouvelle génération », prévu en 2020, sans lesquels il n'est pas possible de modifier les plages horo-saisonniers de comptage. Les clients ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA, quant à eux, continueraient provisoirement de se voir appliquer les grilles tarifaires en vigueur en métropole continentale, jusqu'au déploiement complet des nouveaux compteurs, prévu en 2024.

La méthodologie concerne donc :

- ◆ les clients raccordés en basse tension ayant souscrit le tarif réglementé dit « jaune » spécifique à la Corse ;
- ◆ les clients raccordés en basse tension ayant souscrit le tarif réglementé dit « bleu + » appliqué dans l'ensemble des ZNI hors Corse ;
- ◆ les clients raccordés en haute tension ayant souscrit un tarif réglementé dit « vert », comme il en existe dans chaque ZNI.

La méthodologie proposée par la CRE pour l'élaboration des nouvelles structures tarifaires se fonde sur les courbes de consommation horaires relevées par les fournisseurs historiques pour chaque catégorie tarifaire considérée. Le calcul du signal prix horaire, fondé sur la notion de coût marginal de production, est réalisé pour chaque territoire à partir du fonctionnement du parc de production ajusté à la demande prévisionnelle d'une année de référence cible à horizon de cinq ans, conformément à la méthode appliquée pour l'examen des projets d'infrastructure visant à la maîtrise de la demande d'électricité en ZNI. Le signal prix horaire qui est traduit dans les grilles tarifaires est calculé en moyenne sur un ensemble de scénarios représentatifs des conditions auxquelles peut être confronté le parc de production (calcul dit « en espérance »). La chronique horaire des coûts marginaux de référence doit permettre :

- ◆ d'assurer l'équilibre offre demande pour chaque scénario considéré et à chaque heure de l'année ;
- ◆ d'optimiser pour chaque scénario les coûts d'utilisation des moyens de production et la gestion des stockages hydrauliques ;
- ◆ de respecter le critère de défaillance de trois heures par an en espérance sur l'ensemble des scénarios en ajustant au préalable le parc de production cible.

Pour inciter les consommateurs à adapter leur consommation tout en réduisant les coûts dans ces territoires, la CRE propose de leur affecter 50 % du gain qui découle de cette adaptation par l'intermédiaire d'une baisse de leur facture, tandis que les 50 % restants viendraient en déduction des charges de service public.

²¹ Voir la consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental publiée par la CRE le 17 février 2016.

3. Alors que la Commission de régulation de l'énergie étoffe ses compétences technico-financières pour pouvoir porter une appréciation globale sur le système électrique des zones non interconnectées, les prérogatives qui lui sont confiées limitent ses capacités à contribuer à la maîtrise des coûts du système

3.1. La Commission de régulation de l'énergie a peu de marge de manœuvre réglementaire pour instaurer des dispositifs incitatifs à la maîtrise des charges

La définition de mécanismes incitatifs dans le cadre réglementaire d'une compensation au coût « normal et complet » n'est pas aisée et n'a pas été entreprise à la date de la mission.

Le code de l'énergie dispose en effet que « *les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques (...) sont intégralement compensées par l'État* » (article L. 121-6). L'article R. 121-28 du même code fait du « coût normal et complet » de production pour une installation et un territoire donnés la référence à partir de laquelle est calculé le montant des surcoûts de production ouvrant droit à compensation pour les entreprises locales de distribution.

Contrairement aux marges de manœuvre de la CRE dans le cadre des tarifs d'utilisation des réseaux publics (voir Encadré 1), cette référence à un coût « normal et complet pour le type d'installation considérée dans cette zone » constitue un frein à l'instauration de dispositifs incitatifs à la maîtrise des charges d'exploitation :

- ◆ faute d'éléments de référence pour définir un « coût normal pour le type d'installation considérée dans cette zone » ;
- ◆ parce que la notion de « coût complet » rend incertaine juridiquement l'adoption d'un système de régulation fondé sur la rétrocession au producteur d'une partie substantielle des gains de productivité réalisés.

La CRE connaît mal les coûts de production qui lui permettraient d'établir les coûts de référence d'une installation efficace et bien gérée :

- ◆ s'agissant des opérateurs historiques, dont les surcoûts sont compensés sur facture par la CRE après examen de leur comptabilité appropriée, le manque de précision de cette comptabilité, qui ne ventile pas les coûts par installation et n'isole pas les coûts de réseau, ne permet pas à la CRE de disposer d'une vision fine de leurs coûts de production. Cette forte asymétrie d'information ne permet pas à la CRE de disposer d'un référentiel permettant d'évaluer l'efficacité de la gestion des exploitants, au-delà des écarts manifestes de productivité d'une année sur l'autre ;
- ◆ dans le cadre des contrats de gré à gré, les coûts d'exploitation sont évalués *ex ante*. Sur la durée de vie de ces contrats, les coûts réels d'exploitation des producteurs concernés ne sont connus que lors de l'activation de la clause dite « de revoyure », qui permet aux producteurs de demander un réexamen du montant de leur compensation en raison de charges imprévues bouleversant l'économie du contrat. En revanche, ces derniers ne sont pas incités à signaler une amélioration de leur productivité qui conduirait à un ajustement à la baisse de leur compensation. En outre, la durée des contrats, de l'ordre de 20 à 30 ans, fait obstacle à une meilleure prise en compte de l'évolution de la productivité dans les entreprises considérées.

En Espagne, pour remédier à une situation équivalente, le ministère chargé de l'énergie a réalisé un audit complet des coûts de production de toutes les installations de production d'électricité sur le territoire espagnol, qui a donné lieu à une classification en 1 800 installations-type. Cette classification permet de calculer un coût prévisionnel théorique à partir duquel est évaluée la compensation à verser aux producteurs.

La décision de la CRE de procéder à des audits quinquennaux des contrats devrait permettre d'améliorer la connaissance des coûts de production dans les ZNI. Il lui sera possible en outre de s'assurer tous les cinq ans que la compensation est bien ajustée aux coûts réels de production. En revanche, l'impossibilité de procéder avec le producteur à un partage substantiel d'éventuels gains de productivité, du fait du principe de compensation au coût complet, n'est pas de nature à inciter les exploitants à investir dans la maîtrise de leurs charges d'exploitation.

Le seul dispositif incitatif à la maîtrise des coûts en vigueur à la date de la mission, évoqué plus haut (voir *supra* §2.1.1), concerne les coûts d'investissement et ne porte que sur une part limitée des coûts (5 %). La CRE n'est toutefois pas en mesure de contribuer véritablement à la maîtrise des coûts d'investissement dans le cadre réglementaire en vigueur, dans la mesure où ses compétences ne lui permettent pas de procéder à une contre-expertise des choix d'investissement des producteurs, alors que ceux-ci sont au contraire incités à sur-dimensionner leur investissement initial de façon à limiter les aléas et à assurer le plus haut niveau possible de disponibilité de la centrale.

Encadré 1 : Mécanismes incitatifs à la maîtrise des charges dans le cadre des tarifs d'utilisation des réseaux publics (TURPE) dans les domaines de haute tension A (HTA) et basse tension (BT)²²

Dans le cadre de la détermination du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a introduit un certain nombre de mécanismes incitatifs devant favoriser la maîtrise par Enedis des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux, des charges de capital hors réseaux, de ses charges d'exploitation ainsi qu'un dispositif devant l'inciter à engager réellement les dépenses de R&D.

Le principe d'une couverture à 100 % des écarts de charges entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées par le compte de régulation des charges et des produits (CRCP) est maintenu, moyennant quelques adaptations.

▪ Incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

Le mécanisme d'incitation est fondé sur la détermination d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par Enedis, intégrant leurs caractéristiques techniques et l'évolution tendancielle des coûts au cours du temps. Le modèle utilisé pour définir les coûts de référence fait l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération considérée.

Pour chaque année couverte par le TURPE 5, l'écart entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique est déterminé à partir de l'application du modèle de coûts unitaires au volume d'investissements effectivement réalisés. La différence fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau : le montant de l'incitation est égal à 20 % du montant de la différence (bonus ou malus) et est plafonné à plus ou moins 30 M€.

▪ Incitation à la maîtrise des charges de capital hors réseaux

Une trajectoire globale est définie ex ante pour les investissements hors réseau (immobilier, véhicules, systèmes d'information). L'écart éventuel en gain ou en surcoûts entre la trajectoire prévue et le réalisé est supporté à 100 % par l'opérateur.

²² Le domaine HTA ou moyenne tension concerne les installations électriques dans lesquelles la tension est comprise entre 1 000 volts et 50 000 volts en courant alternatif et entre 1 500 volts et 75 000 volts en courant continu ; le domaine de basse tension correspond aux tensions comprises entre 50 et 1 000 volts en régime de tension alternative et entre 120 et 1 500 volts en régime de tension continue. Ce sont les domaines représentés dans les ZNI.

Certains projets d'investissements dans les systèmes d'information d'ampleur considérable sont exclus du mécanisme afin de maintenir la capacité de l'opérateur à répondre à des besoins du marché nécessitant des évolutions majeures des systèmes d'information en cours de période tarifaire.

- Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation

Une trajectoire de charges nettes d'exploitation correspondant à celle d'un opérateur efficace est définie pour la période tarifaire concernée. Les gains de productivité ou les surcoûts éventuels par rapport à cette trajectoire sont conservés ou supportés intégralement par l'opérateur.

Source : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de haute tension A et basse tension.

3.2. Les programmations pluriannuelles de l'énergie et les nouvelles règles d'appel des installations limitent la capacité d'arbitrage de la Commission de régulation de l'énergie

La dimension contraignante des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), approuvées par décret, limite le pouvoir d'appréciation de la CRE pour l'octroi de la compensation au titre des charges de service public de l'électricité. En effet la CRE peut admettre à compensation les coûts liés à un projet d'investissement qui :

- ♦ soit constitue la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau ;
- ♦ soit correspond à un objectif de politique énergétique contenu dans les PPE.

Ainsi la CRE ne peut s'opposer à la compensation des coûts d'achat d'électricité liés à un projet présentant des surcoûts par rapport à une solution optimale du point de vue économique, dès lors qu'il correspond à un objectif inclus dans les PPE.

En outre, l'introduction de la stricte priorité d'appel des installations fonctionnant au moyen d'énergies renouvelables sur les installations thermiques par l'ordonnance du 3 août 2016²³ modifient les conditions de rentabilité économique des installations concernées, en améliorant celle des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont les coûts marginaux sont les plus élevés, comme la biomasse, au détriment de celle des installations de production thermique. La mission de la CRE consistant à s'assurer, lors de l'examen de la comptabilité appropriée du gestionnaire de réseau, que les règles d'appels ont été respectées afin de minimiser le poids des charges de service public de l'électricité, est aussi rendue plus complexe.

²³ Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, article 14.

3.3. La Commission de régulation de l'énergie étoffe ses compétences technico-financières pour pouvoir porter une appréciation globale sur le système électrique des zones non interconnectées

3.3.1. La Commission de régulation de l'énergie a engagé depuis 2014 un cycle de visites dans chacune des zones non interconnectées donnant lieu à l'établissement d'un rapport thématique

Nonobstant les moyens limités dont elle dispose, la CRE a engagé un cycle de visites dans chacune des ZNI, de façon à dresser un état des lieux des enjeux spécifiques à chaque territoire et un constat de la situation du secteur électrique, le cas échéant assortis de recommandations. Les rapports sont adoptés par le Collège. La CRE s'est ainsi rendue à Mayotte et à La Réunion en 2014, en Guyane, puis en Martinique et en Guadeloupe en 2016.

Ces visites, de même que les audits quinquennaux des coûts de production menés dans le cadre des contrats de gré à gré, devraient permettre à la CRE d'améliorer ses capacités d'expertise sur les contraintes, le fonctionnement et les besoins des systèmes électriques locaux, mais aussi d'accroître sa légitimité auprès des acteurs de terrain.

3.3.2. La Commission de régulation de l'énergie développe des capacités de modélisation du fonctionnement du parc de production des zones non interconnectées

La CRE développe ses capacités de modélisation du parc de production électrique. Elle a ainsi mis au point un modèle de projection de coûts marginaux de production à parc donné afin de se donner les moyens :

- ◆ d'améliorer la structure des tarifs réglementés de vente ;
- ◆ d'estimer la valeur économique des projets de maîtrise de la demande d'énergie en termes de coûts de production évités ;
- ◆ d'estimer la valeur économique des infrastructures de stockage ;
- ◆ de vérifier que l'ordre d'appel des moyens de production élaboré par le gestionnaire de réseaux est celui qui minimise les coûts du système ;
- ◆ à terme, d'évaluer l'impact économique des importations d'électricité sur les charges de service public (par exemple dans le cadre du projet d'exploitation géothermique en collaboration avec la Dominique).

Le modèle doit également permettre à la CRE d'apporter une contre-expertise aux choix du gestionnaire de réseaux relatifs au dimensionnement des moyens de production prévus.

Ce modèle a été élaboré en interne au sein de la CRE, grâce à des échanges réguliers avec EDF qui a marqué sa volonté de partager son expertise avec la CRE, pour permettre en particulier à la CRE de valoriser les projets de stockage. Alors que les modélisations antérieures étaient fondées sur un modèle dit de « parc adapté », répondant de manière optimale à la demande de consommation à horizon de long terme dans lequel le mix énergétique minimise le coût global de production, la modèle actuel correspond à un « parc ajusté », fondé sur le parc existant et les PPE à horizon de cinq ans, ajusté pour respecter un critère de trois heures de défaillance au maximum.

Le modèle effectue un calcul en espérance prenant en compte un grand nombre de critères variables influençant la production (conditions météorologiques, hydraulité, durée de panne moyenne des moteurs, etc.). Des chroniques de coûts marginaux sont calculées pour chaque scénario sur la base d'un fonctionnement optimal du parc de production. La moyenne de ces chroniques constitue la chronique de coûts marginaux retenue.

Les scénarios d'optimisation sont réalisés au pas d'une année entière, en conformité avec les projections du gestionnaire de réseaux. Toutefois, la CRE prévoit d'affiner ses calculs pour la modélisation des coûts évités par le stockage, en retenant une journée type à partir d'échantillons de trois journées consécutives.

Ce modèle n'est pas encore capable de prendre en compte l'intégralité des paramètres ayant une influence sur les coûts de production dans le système. En particulier, il ne permet pas d'intégrer localement certaines contraintes spécifiques liées aux réseaux qui peuvent justifier un ordre d'appel différent de l'ordre préconisé par le modèle. D'après les informations fournies par EDF à la CRE, le modèle ne permet pas non plus de prendre en compte l'intégralité de la valeur économique des dispositifs de stockage. En effet, s'il est capable de tenir compte des économies obtenues au moyen de la fourniture de réserve primaire par le stockage, il n'intègre pas les économies réalisées par un usage des installations plus proche de l'optimum en limitant le nombre d'arrêts et démarrages, ce qui génère des économies de coûts variables et limite l'usure des machines.

3.3.3. La Commission de régulation de l'énergie manque de compétences relatives aux spécificités des réseaux des zones non interconnectées

La petite taille des réseaux des zones non interconnectées, ainsi que le caractère principalement insulaire de ces territoires, créent des contraintes particulières en termes de gestion des réseaux, de sécurité et de services systèmes. La mise en œuvre de la transition énergétique accroît encore ces contraintes.

En effet, l'injection dans les réseaux d'électricité issue d'énergies renouvelables non pilotables (énergies photovoltaïque et éolienne, principalement) et interfacées par de l'électronique de puissance²⁴ crée de fortes contraintes liées à :

- ◆ la variabilité de la production ;
- ◆ sa faible prévisibilité ;
- ◆ le caractère décentralisé de la production ;
- ◆ la sensibilité des installations aux perturbations électriques ;
- ◆ la dégradation de la qualité du réseau du fait de l'usage des convertisseurs de puissance ;
- ◆ leur absence de participation aux services systèmes ;
- ◆ la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement en dernier recours.

En outre, l'hybridation croissante du système électrique, du fait de la juxtaposition des installations répondant à des spécifications différentes d'un appel d'offres à l'autre, génère de fortes instabilités sur les réseaux qui créent des besoins spécifiques de tenue de fréquence.

Surmonter ces contraintes nécessite d'importants investissements pour :

- ◆ développer les capacités de prévisions météorologiques ;
- ◆ procéder à des adaptations paramétriques sur le réseau, pour ajuster par exemple les plans de délestage fréquence-métrique, c'est-à-dire les niveaux de réponse par délestage de consommateurs à un incident enregistré sur le système ;
- ◆ développer les dispositifs permettant d'assurer l'inertie, par des volants d'inertie ou des techniques d'informatique embarquée couplée à du stockage ;

²⁴ L'électronique de puissance désigne les dispositifs électrotechniques qui permettent de changer la forme de l'énergie électrique produite pour l'adapter aux besoins du réseau (convertisseurs de puissance)

Annexe III

- ◆ développer les capacités de stockage de façon à assurer le lissage de la production intermittente, surmonter les phénomènes de congestion et contribuer aux services systèmes, notamment à la régulation de fréquence ;
- ◆ introduire l'usage des technologies de l'information dans les réseaux pour piloter la demande, afin que le consommateur optimise son besoin d'électricité en privilégiant l'appel au réseau au moment où la production est en excès par rapport à l'offre ;
- ◆ dimensionner les moyens de secours de façon à assurer la production en dernier ressort.

Les solutions technologiques permettant de répondre à ces difficultés font l'objet de travaux de recherche²⁵, mais n'ont pas toujours été expérimentées. Cela impose de développer la recherche et développement (R&D) et de réaliser des démonstrateurs, de façon à identifier les solutions technologiquement matures au moment où elles deviennent rentables économiquement. S'agissant des techniques de stockage de l'électricité, sur lesquelles reposent largement ces solutions, la voie la plus directe est actuellement celle des batteries électrochimiques. Des progrès considérables ont été obtenus dans les quinze dernières années en termes de sécurité, de densité de stockage, de taux d'autodécharge et de densité énergétique. Les coûts des différentes technologies de stockage ne cessent de diminuer et l'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA²⁶) prévoit une baisse supplémentaire d'au moins 50 % du coût de la plupart d'entre elles à l'horizon 2030²⁷. Des expérimentations ponctuelles ont été menées dans les ZNI depuis la fin des années 2000, mais sans programme structuré de R&D (Encadré 2).

²⁵ Voir par exemple M. Marc-Aimé Gauthier, *Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques : approches organisationnelles et technico-économiques dans les réseaux de distribution*, Sciences de l'ingénieur [physics], École centrale de Lille, 2010. Français. <NNT : 2010ECLI0016>. <tel-00586088>; M^{me} Karine Kreuzer, « Participation des éoliennes aux services systèmes en Allemagne et en France. Rôle, cadres réglementaires et défis futurs », *Office franco-allemand pour la transition énergétique*, novembre 2016 ; M. Qing-Chang Zhong, « Virtual Synchronous Machines. A unified interface for smart grid integration », *Institute of Electronical and Electronics Engineers (IEEE) Power electronics magazine*, décembre 2016, p. 18-27.

²⁶ *International Renewable Energy Agency*

²⁷ https://costing.irena.org/media/11338/IRENA_ESO_v2.pdf.

Encadré 2 : Exemple de projets expérimentaux en matière de stockage menés dans les zones non interconnectées par les gestionnaires de réseau

Le **projet Millener** (Mille installations de gestion énergétique), qui a débuté en Corse, Guadeloupe et à La Réunion en 2011, prévoyait l'octroi de subventions aux particuliers pour l'investissement dans du matériel de production électrique photovoltaïque et de stockage, afin d'encourager l'autoconsommation, au moyen d'une convention entre Sunzil, filiale d'EDF, et d'autres acteurs industriels, soutenus par les régions. EDF a mis fin à l'expérimentation le 31 mars 2015 en constatant qu'aucun modèle économique convaincant n'avait vraiment émergé. D'après EDF, le projet a cependant contribué à améliorer la maîtrise des technologies de stockage et doit permettre le développement des effacements de consommation, ou le déploiement de batteries notamment dans le contexte du développement des véhicules électriques.

Le **projet Pégase** (Prévision des énergies renouvelables et garantie active par le stockage d'énergie) est entré en fonctionnement à La Réunion en 2009. Il associe un dispositif de stockage par batterie sodium-soufre d'une puissance de 1 MW à une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW et une ferme photovoltaïque d'une puissance de 10 MWc. Ce dispositif est lui-même relié à une station météorologique permettant de prévoir la production d'électricité de la dizaine de minutes à l'heure afin de faciliter son injection dans le réseau. EDF a développé un logiciel capable de traiter et de modéliser les informations recueillies et d'obtenir les prévisions de production les plus précises possible. EDF estime à 90 % l'efficacité du dispositif pour lisser la production. Le projet permet également de démontrer la pertinence du couplage de plusieurs unités de production à un dispositif de stockage centralisé afin de bénéficier du phénomène de foisonnement et diminuer la dimension du stockage envisagé. Ce projet a conduit à la création par EDF de sa filiale EDF Store & Forecast qui commercialise les outils développés.

Le **projet OPERA** (Opération pilote énergies renouvelables), porté par EDM depuis 2012, a été conçu pour répondre aux besoins de sécurisation du système électrique de Mayotte, limiter la réserve primaire de façon à limiter les charges de service public et contribuer à la maîtrise de la demande en électricité. Il associe :

- le monitoring des centrales pour quantifier l'intermittence et modéliser les effets en fréquence et en tension de fortes variations dans la consommation ou la production ;
- le développement d'outils de prévision de la production photovoltaïque ;
- la mise en œuvre d'un dispositif de stockage centralisé ;
- l'effacement contractualisé avec de gros industriels d'une partie de la consommation si besoin ;
- un dispositif de stockage décentralisé permettant de lisser la production photovoltaïque.

D'après le rapport d'activité d'EDM en 2016, le projet OPERA était en attente d'une réponse de la CRE concernant la méthodologie de calcul de la compensation des installations de stockage. EDM prévoit la mise en service d'un démonstrateur, comprenant deux sites de production photovoltaïque et un site d'effacement de consommation (le siège d'EDM). Ces installations doivent être réalisées par EDF Store & Forecast.

Un nouveau projet d'expérimentation est envisagé par EDF SEI sur l'île de Sein. Le dispositif, fondé sur l'installation de batteries au lithium-ion, vise à repousser le seuil d'insertion des ENR dans le réseau en contribuant aux services systèmes et à optimiser l'utilisation du parc de production, notamment l'utilisation en sous-régime des groupes diesels présents sur l'île. Il doit être piloté par un système de gestion assimilable à un dispatching local basé sur des algorithmes développés par EDF, fonctionnant de manière automatique, qui pourrait se substituer à la gestion à distance par un agent situé à distance sur le continent.

Source : Mission, d'après les informations fournies par EDF et le rapport d'activité 2016 d'EDM.

Cette situation emporte deux conséquences fortes pour les missions de la CRE.

En premier lieu, l'évaluation de l'opportunité économique d'un investissement dans un moyen de production en ZNI doit reposer sur la prise en compte des effets systémiques qu'il aurait sur le réseau et des coûts complets engendrés, pour le réseau, par l'injection de l'électricité qu'il produirait. Cela implique, au sein de la CRE, un rapprochement des directions chargées du réseau et de la distribution, d'une part, et de la direction chargée du développement des marchés, d'autre part, ainsi que le développement de compétences conjointes. De telles compétences sont aussi nécessaires pour articuler au mieux les mécanismes de compensation des coûts des dispositifs de stockage respectivement au titre des charges de service public évitées et au titre des services rendus au réseau (voir *supra* § 2.2.2).

En second lieu, l'implication du gestionnaire de réseau dans ce contexte évolutif est fondamentale :

- ◆ pour identifier et partager les problématiques soulevées par l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux ;
- ◆ pour expérimenter les solutions nouvelles et fournir les données permettant de calculer de façon objective leur impact économique sur le système ;
- ◆ pour concevoir et faire évoluer de façon transparente les spécifications qui s'imposent aux producteurs afin d'assurer l'adéquation offre/demande et la sécurité du système.

La CRE devrait être en mesure d'inciter EDF SEI à mener une politique de recherche et développement et d'innovation et de suivre ses travaux en la matière, comme elle le fait pour Enedis. Dans le cadre des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)²⁸, en effet :

- ◆ les charges d'exploitation de recherche et développement prévues mais non engagées sont restituées intégralement aux utilisateurs et elles sont prises en compte dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) ;
- ◆ les investissements de R&D et d'innovation, en particulier dans les réseaux électriques intelligents, sont couverts intégralement au même titre que les autres dépenses d'investissement d'Enedis.

À la fin du premier trimestre de chaque année, l'opérateur transmet à la CRE un bilan pour l'année précédente, qui peut faire l'objet d'un audit régulier, tandis que les éventuels écarts entre la trajectoire prévisionnelle et le réalisé doivent faire l'objet d'une justification par Enedis dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE. La CRE publie tous les deux ans un rapport sur la politique d'innovation et de R&D conduite par Enedis, afin de donner aux acteurs du secteur de l'électricité une visibilité quant à la politique de recherche et d'innovation d'Enedis faisant l'objet d'un financement par le TURPE.

²⁸ Voir la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines HTA et BT.

ANNEXE IV

**Le secteur électrique dans les zones non
interconnectées à un réseau métropolitain
continental**

Étude de benchmark

SOMMAIRE

1. LES RÉSEAUX DES ZONES NON INTERCONNECTÉES À UN RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL ÉTUDIÉES PRÉSENTENT DES SPÉCIFICITÉS ET DES CONTRAINTES COMPARABLES QUI CONDITIONNENT LE MIX ÉLECTRIQUE ET IMPOSENT L'ADAPTATION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE	1
1.1. Dans la plupart des zones non interconnectées européennes étudiées, l'organisation du secteur électrique déroge à l'obligation de séparation de la fonction de production, de fourniture et de gestion du réseau	1
1.1.1. <i>À l'exception des îles espagnoles, les zones non interconnectées étudiées bénéficient du statut de « petit réseau isolé »</i>	<i>1</i>
1.1.2. <i>L'activité de production dans les zones non interconnectées est en principe ouverte à la concurrence, mais la distribution et la fourniture d'électricité sont généralement dominées par un opérateur historique</i>	<i>2</i>
1.2. Le mix énergétique des zones non interconnectées est caractérisé par la prédominance des moyens de production thermique conventionnels et par des coûts de production élevés.....	4
1.3. Une augmentation significative de la part des énergies renouvelables dans leur mix électrique est prévue dans la plupart des zones non interconnectées	2
1.3.1. <i>Si des objectifs spécifiques de développement des énergies renouvelables ont été fixés dans certains territoires, ces derniers passent rarement par la contrainte légale ou réglementaire</i>	<i>2</i>
1.3.2. <i>Le développement des énergies renouvelables fait l'objet d'un soutien public dans un certain nombre de zones non interconnectées, mais s'inscrit de plus en plus dans des mécanismes de marché.....</i>	<i>3</i>
1.3.3. <i>Les zones non interconnectées constituent un espace particulièrement propice à l'expérimentation de nouvelles solutions techniques.....</i>	<i>5</i>
2. L'OBJECTIF DE COHÉSION SOCIALE ET TERRITORIALE A CONDUIT À METTRE EN PLACE DES SYSTÈMES DE PÉRÉQUATION TARIFAIRE DANS LA PLUPART DES ZONES NON INTERCONNECTÉES, MAIS CES DISPOSITIFS SONT CONFRONTÉS À UN ENJEU DE SOUTENABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE.....	7
2.1. Un système de péréquation tarifaire avec les usagers continentaux a été mis en place dans la plupart des zones non interconnectées.....	7
2.1.1. <i>Les principes de tarification dans les zones non interconnectées présentent le plus souvent une structure comparable à celle des tarifs métropolitains</i>	<i>7</i>
2.1.2. <i>Des dispositifs de péréquation tarifaire ont été mis en place dans la plupart des zones non interconnectées</i>	<i>9</i>
2.2. Afin de maîtriser l'évolution des coûts de ces dispositifs, des systèmes de régulation ont été mis en place	10

Tableau 1 : Tableau des territoires étudiés

Pays	
France	Départements d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, La Réunion)
	Collectivités d'outre-mer (Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna)
	Îles bretonnes du Ponant (Ouessant, Molène et Sein) et archipel de Chausey
	Corse
Portugal	Açores
	Madère
Royaume-Uni	Shetland
Italie	Toutes îles
Grèce	Toutes îles
Espagne	Baléares
	Canaries
	Ceuta et Melilla

Source : Mission et contributions des services économiques régionaux du Trésor.

1. Les réseaux des zones non interconnectées à un réseau métropolitain continental étudiées présentent des spécificités et des contraintes comparables qui conditionnent le mix électrique et imposent l'adaptation du cadre réglementaire

1.1. Dans la plupart des zones non interconnectées européennes étudiées, l'organisation du secteur électrique déroge à l'obligation de séparation de la fonction de production, de fourniture et de gestion du réseau

1.1.1. À l'exception des îles espagnoles, les zones non interconnectées étudiées bénéficient du statut de « petit réseau isolé »

Conformément à directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil, la production d'électricité, la gestion de réseau de transport et de distribution, ainsi que la fourniture d'électricité dans l'Union européenne, doivent être exercées par des entités séparées et indépendantes. Cependant, l'article 44 de la même directive prévoit la possibilité pour les États de déroger à cette règle de séparation pour « petits réseaux isolés¹ ». Cette notion est transposée en droit français par celle de « zone non interconnectée au réseau électrique métropolitain continental ».

¹ L'article 2 de la directive 2009/72 CE du Parlement européen et du Conseil définit un « petit réseau isolé » comme « tout réseau qui a une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996 et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle ».

Annexe IV

Comme les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) en France, la plupart des territoires considérés dans le cadre de cette étude bénéficient du statut de « petit réseau isolé », à savoir les îles portugaises, les îles Shetland britanniques, les îles italiennes, ainsi que les Açores et Madère au Portugal ; seules les îles et enclaves espagnoles font exception. Les îles portugaises et l'archipel des Canaries bénéficient en outre du statut de « région ultrapériphérique de l'Union européenne » de l'article 349 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (voir Tableau 2), comme, en France, les départements d'outre-mer et la collectivité de Saint-Martin.

Tableau 2 : Statut juridique des zones non interconnectées à un réseau métropolitain continental en Europe

		Petit réseau isolé	RUP
Portugal	Açores	X	X
	Madère	X	X
Royaume-Uni (Shetland)		X	-
Italie		X	-
Grèce		X	-
Espagne	Baléares	-	-
	Canaries	-	X
	Ceuta et Melilla	-	-
France	Départements d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, La Réunion)	X	X
	Collectivités d'outre-mer (Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna)	X	Seule Saint-Martin
	Îles bretonnes du Ponant et Chausey	X	-
	Corse	X	-

Source : Article 349 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne et contributions des services économiques régionaux du Trésor.

S'agissant des îles espagnoles, les Baléares sont interconnectées au réseau péninsulaire espagnol pour 21 % de leur consommation d'électricité et ne peuvent donc bénéficier du statut de petit réseau isolé. En revanche, bien que les îles Canaries puissent être éligibles à ce statut, l'Espagne n'a pas souhaité invoquer cette possibilité.

En France, la Corse, bien que reliée pour 31 % de sa consommation à l'Italie, bénéficie à la date de la mission du statut de « petit réseau isolé ».

1.1.2. L'activité de production dans les zones non interconnectées est en principe ouverte à la concurrence, mais la distribution et la fourniture d'électricité sont généralement dominées par un opérateur historique

Dans la plupart des ZNI étudiées comme dans les ZNI françaises, les activités de gestionnaire de réseau et de fourniture d'électricité demeurent intégrées au sein d'un opérateur unique, héritier de l'opérateur historique. Cet opérateur est fréquemment impliqué aussi dans l'activité de production, dominant le plus souvent le domaine de la production électrique thermique conventionnelle.

- ♦ Portugal

Annexe IV

Aux Açores, l'entreprise publique *Electricidade dos Açores* (EDA), dont la Région autonome des Açores est actionnaire à 50,1 %, assure la gestion du réseau de transport et de distribution de l'électricité, ainsi que la fourniture aux consommateurs. Elle est l'acheteur unique auprès des producteurs tiers. Un régime semblable s'applique à Madère, où la société *Empresa de Electricidade da Madeira* (EEM), possédée à 100 % par la région, est responsable de la production, du transport, de la distribution ainsi que de la fourniture d'électricité.

◆ Royaume-Uni

Sur l'île Shetland, la société *Scottish & Southern Electricity Network* (SSE), par le biais de sa filiale *Scottish Hydro Electric Transmission* (SHE), est propriétaire du réseau électrique de transport et de distribution et en assure la gestion. SHE couvre également 50 % de la demande d'électricité au moyen de la centrale diesel de Lerwick. L'activité de fourniture est ouverte à la concurrence comme sur le reste du territoire du Royaume-Uni.

◆ Italie

Un opérateur électrique est en situation de monopole de fait sur chaque île non interconnectée. Sur huit des 20 îles non interconnectées dont la surface est supérieure à 1 km² et dont la population est supérieure ou égale à 50 habitants, l'ancien monopole public ENEL a conservé sa structure verticalement intégrée et assure les fonctions de producteur, gestionnaire de réseau de distribution et fournisseur. Le groupe est scindé en deux filiales, *ENEL Produzione* et *ENEL Distribuzione*, mais cette séparation est largement formelle. Sur les douze autres îles, ce sont des entreprises privées de petite taille, restées historiquement en-dehors de la nationalisation du système électrique, qui assurent ces fonctions.

◆ Grèce

DEDDIE SA, qui assure les seules fonctions de gestionnaire de réseau de distribution sur le territoire métropolitain continental, est responsable de la gestion du réseau de distribution sur les îles grecques non interconnectées et assure également la production d'électricité à partir de sources thermiques et renouvelables. L'entreprise est également acheteur unique d'électricité auprès des producteurs tiers et fournisseur unique. La production d'électricité n'est ouverte à la concurrence que sur l'île de Rhodes et en Crète, depuis 2015.

◆ Espagne

Le régime d'organisation du secteur de l'électricité dans les zones non interconnectées ne déroge pas à l'organisation péninsulaire. *Red eléctrica de España* (REE) est en situation de monopole pour la gestion du réseau de transport et du système réseau sur l'ensemble du territoire espagnol, îles comprises. Production et fourniture sont en revanche ouvertes à la concurrence. La société ENDESA Distribution, opérateur historique, domine le secteur de la production thermique : elle gère dix des onze centrales que comportent les Baléares, les cinq centrales des Canaries, ainsi que les centrales de Ceuta et de Melilla. Des producteurs tiers sont positionnés dans le secteur des énergies renouvelables.

◆ France

En France, les activités de gestionnaire de réseau de distribution et de fourniture sont assurées par EDF SEI, direction d'EDF pour les systèmes électriques insulaires, Électricité de Mayotte et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna dans leurs zones de desserte respectives. Seule l'activité de production est ouverte à la concurrence. Cependant, l'essentiel de la production électrique conventionnelle et hydraulique est assurée par les fournisseurs historiques ou leurs filiales.

Les réseaux extra-européens étudiés présentent les mêmes caractéristiques générales d'organisation :

Annexe IV

- ♦ à Maurice, le *Central Electricity Board* (CEB) est en charge de la gestion du réseau de distribution et assure environ 40 % de la production électrique totale de l'île, le reste étant assuré par des producteurs tiers. La fourniture est également assurée par le CEB ;
- ♦ à Hawaï, dont les six îles principales ne sont pas interconnectées et disposent chacune de leur propre réseau. *Hawaiian Electric Company* (HECO) ainsi que deux filiales, *Mauri Electric Company* (MECO) et *Hawaiian Electric Light Company* (HELCO), assurent 53,7 % de la production dans leurs zones de desserte respectives, tandis que l'île de Kauai est alimentée par la *Kauai Island Utility Cooperative* (KIUC). Ces entreprises sont toutes des entreprises verticalement intégrées et assurent les fonctions de producteur, gestionnaire de réseau de transport et de distribution, ainsi que fournisseur d'électricité.

1.2. Le mix énergétique des zones non interconnectées est caractérisé par la prédominance des moyens de production thermique conventionnels et par des coûts de production élevés

Le mix énergétique dans les ZNI considérées, comme dans les ZNI françaises, repose majoritairement, sur un parc thermique qui sert à couvrir une part importante de la demande tout en assurant la sécurité du réseau : la production thermique représente ainsi plus de 60 % du mix énergétique dans toutes les zones, sauf dans certaines îles de l'archipel d'Hawaï (île d'Hawaï, Kauai) et dans les départements français de Corse et de Guyane (voir Tableau 3).

Tableau 3 : Part de la production thermique dans le mix énergétique des zones non interconnectées étudiées

		Part de la production thermique (%)
Espagne	Ceuta	100
	Baléares	95,0
	Melilla	95,0
	Canaries	93,0
Portugal	Madère	70,0
	Açores	67,0
Maurice		77,0
Grèce	Mykonos	97,0
	Rhodes	84,0
	Lesbos	83,0
	Crète	76,0
États-Unis (Hawaï)	Oahu	80,6
	Comté de Maui (Maui, Molokai, Lanai)	63,1
	Kauai	58,3
	Ile d'Hawaï	45,8
France	Corse	45,2
	Guadeloupe	85,4
	Guyane	37,4
	La Réunion	73,2
	Martinique	93,2
	Mayotte	94,7
	Collectivités d'outre-mer (Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon)	99-100

Source : Contributions des services économiques régionaux du Trésor.

Annexe IV

La part des énergies renouvelables dans le mix électrique est variable selon les territoires et dépend fortement des caractéristiques géographiques des zones considérées (voir Tableau 4). Ainsi, les Açores satisfont 19 % de la demande électrique grâce à la production géothermique, tandis que 12 % de la demande électrique de Madère est couverte par la production hydraulique et 10 % par l'énergie éolienne. L'énergie éolienne fournit également 18,5 % de la consommation de la Crète. En France, la Corse et la Guyane produisent une part importante de leur électricité au moyen d'installations hydrauliques (respectivement 15,6 % et 55 % de leur production). L'interconnexion de la Corse avec l'Italie, couvrant 31,1 % de la consommation, permet de diminuer la dépendance du territoire à la production thermique.

Tableau 4 : Part des énergies renouvelables dans le mix électrique des zones non interconnectées étudiées (% de la production totale)

Pays	Territoire	Solaire photovoltaïque	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	Déchets	Hydrolien	Interconnexion
Portugal	Madère	4,0	10,0	12,0	-	-	4,0	-	-
	Açores	-	9,1	3,8	19	-	-	0,01	-
Grèce	Rhodes	4,1	11,4	-	-	-	-	-	-
	Crète	4,7	18,5	-	-	-	-	-	-
Espagne	Baléares	2,1	0,1	-	-	-	4,5	-	21,0
	Canaries	3,2	4,7	0,2	-	-	-	-	-
Maurice		0,1	-	4,1	-	-	0,7	-	-
Hawaï		0,4	5,7	0,9	2,5	-	-	-	-
France	Corse	6,6	1,1	15,6	-	-	-	-	31,1

Annexe IV

	Guadeloupe	5,8	3	1,2	4,7	3,2 (bagasse)	-	-	-
	Guyane	6,3	-	55,0	-	1,3	-	-	-
	La Réunion	8,5	0,5	17,2	-	9,3 (bagasse)	-	-	-
	Martinique	5,2	0,1	-	-	-	1,5	-	-
	Mayotte	5,3	-	-	-	-	-	-	-
	Saint-Pierre-et-Miquelon	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saint-Barthélemy	0,01	-	-	-	-	-	-	-
	Saint-Martin	0,6	-	-	-	-	-	-	-

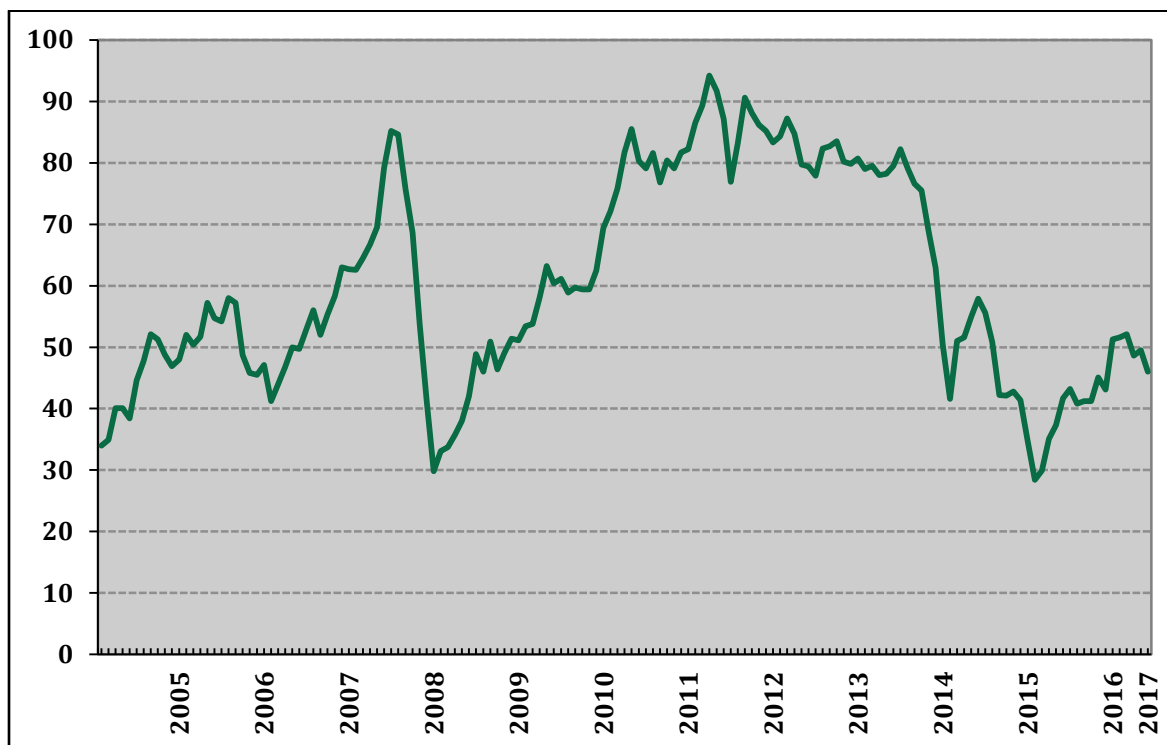
Source : Contributions des services économiques régionaux du Trésor et bilans prévisionnels d'EDF SEI 2016

Annexe IV

Les contraintes spécifiques aux ZNI et aux réseaux de petite taille contribuent à renchérir significativement le coût de production de l'électricité par rapport aux coûts de marché dans les réseaux métropolitains continentaux (surdimensionnement du parc pour pallier les accidents du réseau, grande dépendance aux cours des combustibles fossiles, absence d'économies d'échelle...).

Compte tenu de la part prépondérante de la production thermique dans ces territoires, ce coût est dépendant du prix du pétrole, qui connaît d'importantes variations d'une année sur l'autre (voir Graphique 1 et Tableau 5).

Graphique 1 : Évolution du cours mensuel du baril de pétrole brut Brent en €/baril.



Source : Mission, d'après données de l'Insee.

Tableau 5 : Prix moyen du baril de pétrole brut Brent par année entre 2005 et 2017 en €/baril

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
43,92	51,88	52,66	65,13	43,86	59,94	79,69	86,86	81,87	74,17	47,21	39,86	49,56

Source : Mission, d'après des données de l'Insee.

En raison de leur grande variabilité d'une année sur l'autre, il est donc difficile de comparer les coûts de production moyens par MWh d'années différentes dans les ZNI. Les informations récoltées au cours de l'étude permettent de faire les rapprochements suivants entre les coûts moyens de production enregistrés dans les zones non interconnectées :

- ♦ en 2013 :
 - il s'élevait à 387,50 €/MWh en Italie ;
 - à 225 €/MWh en moyenne en France d'après la Commission de régulation de l'énergie, avec des variations importantes selon les caractéristiques du parc installé (172 €/MWh en Corse, 259 €/MWh en Martinique, par exemple).
 - par comparaison, le prix spot moyen sur les bourses de l'électricité était de l'ordre de 43 € en France² ;

² RTE, Bilan électrique 2013.

- ♦ en 2015 :
 - au Portugal, il s'élevait à 91,82 €/MWh aux Açores (318,92 €/MWh pour les seules énergies renouvelables intermittentes) et de 140,17 €/MWh à Madère ;
 - il était de 230 €/MWh à Hawaï, soit le coût le plus bas depuis cinq ans ;
- ♦ en 2016 :
 - en Grèce, il était compris entre 116,44 €/MWh à Chios et 238,50 €/MWh à Milos, avec un coût de 165,62 €/MWh en Crète et d'environ 145 €/MWh à Rhodes ;
 - en Espagne, il s'élevait à 219,52 €/MWh à Ceuta, 118,54 €/MWh aux Baléares et 143,97 €/MWh aux Canaries ;
 - il était de 530 €/MWh à Maurice (2 000 roupies).

1.3. Une augmentation significative de la part des énergies renouvelables dans leur mix électrique est prévue dans la plupart des zones non interconnectées

1.3.1. Si des objectifs spécifiques de développement des énergies renouvelables ont été fixés dans certains territoires, ces derniers passent rarement par la contrainte légale ou réglementaire

Le potentiel de chaque ZNI pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est très variable selon les territoires. En effet, les gisements d'énergies renouvelables sont fortement dépendants des caractéristiques géographiques, géologiques et climatiques de chaque zone. En outre, l'installation d'infrastructures peut être entravée par l'existence de contraintes juridiques destinées à préserver le patrimoine agricole, naturel ou culturel, dans des territoires où le tourisme joue un rôle économique prépondérant, qui limitent les possibilités de développement pour ces modes de production.

En France, l'article 1de la loi du 17 août 2015 pour la transition énergétique et la croissance verte, modifiant l'article L 100-4 du code de l'énergie, fixe pour les départements d'outre-mer un objectif d'autonomie énergétique à horizon 2030, avec un objectif intermédiaire de 50 % d'énergies renouvelables en 2020.

Dans les autres ZNI européennes, sans préjudice des objectifs fixés au niveau européen, des objectifs spécifiques de développement des énergies renouvelables ont parfois été fixés afin de répondre à deux objectifs principaux :

- ♦ limiter, voire réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- ♦ diminuer les coûts de production, notamment de combustibles, des systèmes non interconnectés.

Ainsi, par exemple, dans le cadre européen, le Portugal doit atteindre un objectif de 59,6 % de la part d'énergies renouvelables dans son mix électrique d'ici 2020. Au niveau infra national, le gouvernement régional de Madère a fixé l'objectif d'amener la part des énergies renouvelables dans la production électrique de l'île de Porto Santo à 100 % d'ici 2020 grâce à un projet innovant qui prévoit l'intégration de la production éolienne et photovoltaïque avec des batteries de dernière génération (lithium-ion) pour stocker l'énergie produite en excès dans les heures creuses. Le gouvernement des Açores a fixé un objectif identique pour l'île de Graciosa.

En Italie, un décret législatif de 2013 (décret législatif n° 145/2013 du 23 décembre 2013) fixe un objectif de couverture progressive du besoin des petites îles non interconnectées par des sources renouvelables. Un décret du ministre du développement économique italien signé le 14 février 2017 fixe, pour chaque île, des objectifs en matière de développement de la production d'origine solaire à horizon 2020. Ces objectifs ne sont pas contraignants juridiquement, mais font l'objet d'un dispositif de financement spécifique défini par le régulateur italien. Les investissements doivent à moyen terme être rentabilisés par les économies réalisées sur le coût de combustible, sans impact sur la facture des consommateurs. Le décret prévoit également que les entreprises électriques insulaires rédigent d'ici le 31 décembre 2017 un rapport sur la situation du réseau électrique et un plan de développement des infrastructures afin de pouvoir absorber une production renouvelable trois fois supérieure aux objectifs pour 2020, qui doit servir de support à la budgétisation des travaux nécessaires.

Cependant, hormis le cas de l'Italie, et contrairement à la situation qui prévaut en France, ces objectifs prennent rarement la forme d'obligations légales ou réglementaires au niveau national.

L'Espagne, la Grèce ou le Royaume-Uni ne fixent aucun objectif spécifique aux ZNI en matière de développement des énergies renouvelables. Néanmoins, ces dernières doivent participer à la réalisation des objectifs nationaux. L'Espagne a prévu de faire passer de 36 000 MW à 40 000 MW la puissance totale installée en énergies renouvelables, soit une part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie de 20 % contre 16 % aujourd'hui. La Grèce a fixé un objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale d'électricité et 40 % dans sa consommation électrique d'ici 2020, soit une puissance totale installée supplémentaire de 2,4 GW.

À l'extérieur de l'Union européenne, Maurice n'a fixé d'objectifs spécifiques au développement des énergies renouvelables sur son territoire. À Hawaï, en revanche, la loi fixe depuis 2008 des objectifs croissants pour la production d'électricité d'origine renouvelable, jusqu'à 100 % en 2045. Des jalons intermédiaires ont été fixés : 30 % en 2020, 40 % en 2030 et 70 % en 2040. De plus, une diminution de la consommation de 4 300 GWh d'ici 2030 est prévue.

1.3.2. Le développement des énergies renouvelables fait l'objet d'un soutien public dans un certain nombre de zones non interconnectées, mais s'inscrit de plus en plus dans des mécanismes de marché

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables fait l'objet d'un soutien spécifique dans la plupart des ZNI afin de compenser le déficit de compétitivité de ces énergies par rapport à la production thermique conventionnelle. Cependant, dans la plupart des ZNI considérées, contrairement à la France, les mécanismes de subvention sont progressivement ramenés vers les mécanismes de droit commun existant pour la métropole et tendent à se rapprocher d'un fonctionnement de marché.

♦ France

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables peuvent bénéficier, sous certaines conditions de puissance, d'une obligation d'achat par les entreprises locales chargées de la fourniture à des tarifs fixés par arrêtés ministériels ; dans ce cas, des tarifs spécifiques sont fixés pour les ZNI et, contrairement aux dispositions en vigueur en métropole continentale, les producteurs peuvent bénéficier d'un deuxième contrat d'achat pour la même installation. Le ministre chargé de l'énergie peut aussi, après consultation de la CRE, lancer un appel d'offres pour répondre aux besoins précis identifiés par les programmations annuelles de l'énergie (PPE) des différentes ZNI, assorti d'un contrat garantissant le rachat de l'électricité produite.

Annexe IV

Enfin, les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables, comme c'est le cas pour les installations de production thermique, peuvent négocier un contrat de gré à gré avec l'entreprise locale chargée de la fourniture, sous le contrôle de la CRE. Ces contrats prévoient des mêmes taux de rémunération avantageux, fixés par arrêté ministériel (11 % pour l'ensemble des ZNI, hors îles bretonnes, où ce taux est de 7,25 %). En outre-mer, les installations de production d'électricité bénéficient en outre des dispositifs de défiscalisation en faveur des investissements productifs.

◆ Grèce

Jusqu'en 2016, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables était subventionnée au moyen d'un système de prix garantis avec obligation d'achat. À partir de cette date, un nouveau mécanisme a été instauré, en conformité avec les lignes directrices européennes publiées en 2014 concernant les aides d'État dans le domaine électrique, par un système de complément de rémunération qui s'ajoute au prix de gros de l'électricité. Ce système n'est pas spécifique aux ZNI grecques mais s'applique sur l'ensemble du territoire.

◆ Espagne

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables font l'objet d'une disposition spécifique dans le cadre du mécanisme de rétribution des investissements dans la production d'électricité dans les ZNI. La compensation est fixée de manière à atteindre un taux de retour sur investissement pour chaque projet correspondant au taux des bons de l'État espagnol + 300 points de base (contre 200 points de base pour les investissements conventionnels). Cependant, ces installations vendent leur électricité au prix du marché de manière identique aux installations conventionnelles. D'autre part, une disposition législative de 2013 (loi 17/2013) limite à 40 % de la puissance totale installée la puissance pouvant être gérée par une même entreprise de production dans les ZNI espagnoles, limitant ainsi la part occupée par les producteurs conventionnels dans le mix électrique.

◆ Italie

Comme mentionné plus haut, un dispositif de soutien au développement d'installations de production d'origine solaire a été mis en place, les investissements devant être rentabilisés à moyen terme par les économies prévues sur les coûts de combustible. Un autre dispositif de soutien est prévu pour faire émerger deux projets pilotes permettant de réduire la dépendance des ZNI aux combustibles fossiles. Ces projets devront être proposés par les collectivités locales concernées et sélectionnés par le ministère du développement économique. Ils pourront alors bénéficier d'un financement en capital à hauteur de 60 % du coût des installations. Le ministère prévoit un budget de dix millions d'euros.

◆ Hawaï

Plusieurs programmes (*Customer Self-Supply* et *Grid-Supply Program*), financés par des contributions des consommateurs, encouragent l'installation de groupes de production photovoltaïque par les consommateurs, pouvant inclure des systèmes de batterie. Le *Community-Based Renewable Energy Program* permet aux habitants et entreprises ne pouvant pas directement installer de tels groupes de production de détenir des parts dans des projets d'investissement dans des installations de production à partir d'énergies renouvelables. Enfin, le *Green Energy Market Securitization Program* permet l'obtention de prêts à taux faibles pour financer l'installation d'équipements photovoltaïques pour des acteurs n'ayant pas accès au financement pour ce genre de projets (particuliers à faibles revenus, associations, PME, etc.).

D'autre part, un tarif d'achat prévoyant des contrats de 20 ans pour les installations de production à partir d'énergies renouvelables de taille moyenne est en vigueur. De plus, tout contrat d'approvisionnement supérieur à 5 MW doit faire l'objet d'une approbation par la *Public Utilities Commission* de l'État de Hawaï, qui privilégie les projets de production renouvelable. Enfin, il existe plusieurs dispositifs de crédits d'impôt à l'investissement ou à la production, au niveau de l'État ou au niveau fédéral.

Le Royaume-Uni et le Portugal n'ont pas mis en place de dispositifs de soutien particulier aux énergies renouvelables pour leurs ZNI. Le gouvernement britannique, suite à une consultation publique, examine cependant à la date de la mission la possibilité de faire bénéficier les parcs éoliens terrestres des îles britanniques du dispositif national d'aide d'état, *Contract for Difference*. S'il est retenu, ce dispositif ne sera pas spécifique aux îles Shetland.

Au Portugal, de nombreux investissements dans des installations de production issue d'énergies renouvelables bénéficient de financements européens et internationaux. Ainsi, les programmes opérationnels Madère et Açores pour les années 2014-2020, co financés par les fonds structurels européens, prévoient des investissements dans des installations de production électrique moins polluantes et permettant de réduire la dépendance énergétique des îles. Les travaux de la centrale géothermique de Pico Alto dans l'île de Terceira ont bénéficié d'une aide de 3,8 M€ dans le cadre du Mécanisme financier de l'Espace économique européen 2009-2014, financé par l'Islande, le Liechtenstein et la Norvège. Madère participe au projet ENERMAC – *Énergies renouvelables et efficacité énergétique pour le développement durable de l'Afrique Occidentale et des îles de la Macaronésie*, financé par le programme Interreg MAC 2014-2020. Cette initiative, à laquelle participent également les Canaries, la Mauritanie et le Cap-Vert, vise à optimiser l'utilisation des sources renouvelables et à réduire la dépendance énergétique de ces îles.

1.3.3. Les zones non interconnectées constituent un espace particulièrement propice à l'expérimentation de nouvelles solutions techniques

Malgré les contraintes spécifiques qui pèsent sur les réseaux électriques dans les ZNI, leur isolement, leur petite taille, ainsi que les coûts élevés de la production d'électricité en font des territoires propices à l'expérimentation de solutions innovantes.

Les réseaux isolés sont caractérisés par une faible inertie qui implique le besoin de disposer d'une réserve de puissance immédiatement mobilisable en cas de défaillance d'un groupe de production ou pour gérer l'intermittence des sources de production d'électricité fatale. Le développement des capacités de production à partir d'énergies renouvelables exige ainsi le développement de solutions techniques permettant d'assurer la sécurisation du réseau tout en y injectant davantage d'électricité d'origine renouvelable.

◆ France

Le projet Pégase (Prévision des énergies renouvelables et garantie active par le stockage d'électricité), en fonctionnement depuis 2009 à La Réunion, associe une ferme éolienne, une ferme photovoltaïque, à un dispositif de stockage par batterie sodium-soufre. Ce système est lui-même relié à une station météorologique permettant d'améliorer la prévisibilité de la production et de faciliter son injection dans le réseau. Un logiciel spécifique a été développé par EDF capable de traiter et modéliser les informations recueillies.

Le projet OPERA (opération pilote énergies renouvelables) porté par l'opérateur historique à Mayotte doit permettre, par la mise en œuvre d'un dispositif de stockage centralisé couplé à des unités de production photovoltaïque associées à du stockage décentralisé permettant de lisser leur production, de monitorer efficacement ces centrales afin d'optimiser leur production et la sécurité du réseau.

Un projet d'EDF sur l'île de Sein, fondé sur l'installation de batteries au lithium-ion, vise à permettre de repousser le seuil d'insertion des énergies renouvelables dans le réseau tout en contribuant aux services-systèmes et à optimiser l'utilisation du parc de production en évitant l'utilisation en sous-régime des moteurs diesels disponibles. Ce dispositif doit être piloté par un système de gestion assimilable à un dispatching local basé sur des algorithmes développés par EDF et fonctionnant de manière automatique se substituant à la gestion à distance par un agent sur le continent.

◆ Espagne

L'Espagne a mis en place un centre de contrôle des énergies renouvelables (CERCE) dont le siège se trouve à Madrid, et qui est décliné en deux centres de contrôles régionaux aux Canaries et aux Baléares. Les CERCE ont pour mission d'assurer la meilleure intégration possible des énergies renouvelables dans le réseau, tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement et des personnes. Les générateurs ou groupements de générateurs dont la puissance est supérieure à 0,5 MW ont l'obligation d'être inscrits au centre de contrôle, ce qui permet la transmission d'informations en temps réel au dispatcheur, qui peut adapter en fonction du réseau la quantité d'électricité issue de production intermittente que ce dernier peut absorber.

Le gestionnaire de réseau *Red eléctrica de España* (REE) conduit actuellement un projet de centrale de pompage-turbinage dans l'île de Gran Canaria, ainsi que plusieurs autres études techniques pour développer le stockage par pompage dans l'archipel. Une centrale hydro-éolienne, constituée d'une éolienne associée à une centrale de pompage-turbinage, a assuré 40,6 % de la demande électrique de l'île d'El Hierro en 2016.

Un autre projet de R&D (ALISIOS) vise à développer un volant d'inertie dans le système de Lanzarote-Fuerteventura. Le projet européen *Project STORE* relatif au stockage d'électricité consiste également à développer des solutions de stockage capables de faciliter l'intégration des énergies renouvelables en lissant la production intermittente et en fournissant des services systèmes.

Des projets d'interconnexions des îles des Canaries sont à l'étude, dans la mesure où un système plus interconnecté assure une plus grande stabilité du réseau et facilite l'intégration des énergies renouvelables.

◆ Italie

Des systèmes de stockage ont été mis en place afin d'optimiser la production des installations conventionnelles et d'économiser des coûts de combustibles en permettant à ces installations de fonctionner à un meilleur rendement.

Ainsi, à Ventotene, un groupe de stockage à partir de batteries lithium-ion a été installé, ce qui a permis d'intégrer plus facilement la production photovoltaïque de l'île. Ce groupe, en activité depuis 2015, a permis une économie de 15 % de fioul et d'émissions de CO₂³.

Une filiale du gestionnaire de réseau de transport d'électricité Terna a lancé des projets de réalisation de réseaux électriques intelligents sur les îles de Pantelleria et du Giglio, en collaboration avec IBM.

◆ Grèce

Le projet DAFNI concerne cinq îles de la mer Égée (Lebos, Lemnos, Milos, Kythnos et Santorin) et est destiné à améliorer la qualité de la fourniture d'électricité, à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix électrique et à flexibiliser la gestion du réseau au moyen de centres de contrôle du réseau et du marché, de dispositifs de mesure en temps réel et d'actions de maîtrise de la demande (éclairage public). Ce projet a été financé par le programme européen ELENA de la Banque européenne d'investissement.

³ Towards the energy transition on Europe's islands, Eurelectric, février 2017.

Annexe IV

L'île de Tilos est interconnectée à l'île de Cos au moyen d'une ligne qui souffre de défaillances entraînant de fréquents et parfois longs blackouts. Le projet *Technology Innovation for the Local Scale, Optimum Integration of Battery Energy Storage* (TILOS) est basé sur le développement d'une batterie au sodium et chlorure de nickel (NaNiCl₂) jointe à un réseau intelligent afin de répondre à plusieurs objectifs :

- gestion d'un micro réseau ;
- maximisation de la pénétration des énergies renouvelables ;
- stabilité du réseau ;
- exportation d'énergie ;
- services systèmes à destination du réseau principal de l'île de Cos.

Les îles de Pellworm en Allemagne, La Graciosa au Portugal et la Corse participent au projet afin de créer une plateforme collaborative favorisant le transfert de savoir-faire à partir de l'expérience acquise dans la gestion du réseau intelligent de Pellworm, afin de diffuser le modèle de réseau développé à Tilos.

♦ Hawaï

Afin de favoriser l'injection d'électricité d'origine renouvelable dans le réseau, les électriciens d'Hawaï développent plusieurs outils afin d'améliorer la prédiction de la variabilité de la production ainsi que la gestion de la demande. De plus, 17 projets de stockage sont à l'étude, prévoyant l'implantation de batteries détenues en propre par les gestionnaires de réseau ou via des partenariats avec des entreprises tierces, afin d'adapter le système au développement des énergies renouvelables.

2. L'objectif de cohésion sociale et territoriale a conduit à mettre en place des systèmes de péréquation tarifaire dans la plupart des zones non interconnectées, mais ces dispositifs sont confrontés à un enjeu de soutenabilité financière et économique

2.1. Un système de péréquation tarifaire avec les usagers continentaux a été mis en place dans la plupart des zones non interconnectées

2.1.1. Les principes de tarification dans les zones non interconnectées présentent le plus souvent une structure comparable à celle des tarifs métropolitains

♦ France

Un mécanisme de péréquation nationale des tarifs assure la fourniture d'électricité à des tarifs réglementés de vente (TRV) sur l'ensemble du territoire. Ce mécanisme, qui s'applique aux consommateurs des ZNI, leur permet de bénéficier des mêmes grilles tarifaires que celles qui s'appliquent en métropole continentale. L'accès aux TRV est ouvert dans les ZNI à l'ensemble des consommateurs, alors que seuls les consommateurs domestiques en bénéficient en métropole continentale.

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition :

- du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
- du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché ;
- de la garantie de capacité ;

Annexe IV

- des coûts d'acheminement de l'électricité, qui sont déterminés en fonction des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), qui font l'objet d'une péréquation nationale ;
- des coûts de commercialisation, c'est-à-dire les coûts liés aux activités de maîtrise de la demande du fournisseur historique ;
- d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Les consommateurs s'acquittent :

- d'une part fixe, sous forme d'un abonnement, pour rémunérer l'investissement et couvrir les coûts de maintenance des centrales ; le prix de l'abonnement dépend de la puissance du compteur et de l'option tarifaire choisie ;
- une part variable, fonction de la quantité d'électricité consommée (en kWh).

Les consommateurs résidentiels et les petits professionnels qui souscrivent une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient, à la date de la mission, des mêmes grilles tarifaires sur l'ensemble du territoire, dans les ZNI comme en métropole continentale. Les TRV applicables aux gros consommateurs en ZNI évoluent parallèlement et dans les mêmes proportions que les tarifs applicables en métropole aux clients ayant souscrit des puissances comparables.

◆ Grèce

Le prix de la fourniture d'électricité ne fait plus l'objet de tarifs réglementés depuis 2013, y compris dans les ZNI. En revanche, les autres composantes du coût de l'électricité (transport, distribution, taxes) continuent d'être régulées, en fonction du volume de la consommation.

◆ Espagne

Les consommateurs espagnols ont le choix entre un tarif réglementé proposé par les cinq fournisseurs historiques et des offres de marché. Le tarif réglementé se décompose entre :

- le coût de production de l'énergie (28,5 %) ;
- les impôts et taxes : taxe sur la consommation électrique (5,11 %) et la TVA (21 %, sauf dans les Canaries où ce taux est de 3 %) ;
- les subventions aux producteurs d'énergie renouvelable (20 %) ;
- les coûts de distribution (12 %) ;
- l'amortissement du déficit du tarif électrique antérieur à 2012 (8,4 %).

Les consommateurs des ZNI acquittent les mêmes charges et contributions que les consommateurs péninsulaires et le même prix moyen de l'électricité.

◆ Italie

Les consommateurs italiens ont le choix entre un tarif réglementé de vente de l'électricité, la *maggior tutela*, et des offres au prix du marché. Près de deux tiers des consommateurs ont préféré continuer à bénéficier des tarifs réglementés de vente. Les tarifs réglementés de vente sont établis par addition :

- du prix de la vente ;
- du prix d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ;
- des taxes et impôts ;
- des « frais généraux du système », définis par l'Autorité de l'énergie en fonction des usages et types de clients.

◆ Portugal

Annexe IV

Les tarifs de vente de l'électricité dans les régions insulaires autonomes portugaises sont fixés par l'Entité régulatrice des services énergétiques (ERSE) annuellement et proposés par les fournisseurs historiques EDA et EEM. Ils sont établis par addition :

- du tarif de l'énergie ;
- du tarif d'utilisation du système ;
- du tarif de transport ;
- du tarif de distribution ;
- du tarif de commercialisation.

Il existe un tarif social de vente destiné aux consommateurs en situation de précarité. Ces tarifs prennent en compte le principe de convergence tarifaire entre le continent et les régions autonomes.

♦ Hawaï

Les consommateurs acquittent le coût complet de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Les tarifs sont définis au niveau de chaque île et ne sont pas identiques entre les îles de l'archipel. En particulier, les tarifs sont moins élevés sur l'île principale d'Oahu, où se trouve la capitale Honolulu, qui ne doit pas financer le coût de la réexpédition des combustibles livrés dans le port d'Honolulu. Des dispositifs d'aide aux consommateurs en situation de précarité énergétique existent, ainsi que pour les consommateurs ayant des besoins spécifiques. Les tarifs résidentiels pour les petits consommateurs sont inférieurs aux tarifs des autres catégories de consommateurs. Enfin, il existe une option de tarif plus avantageux en journée au moment où la production photovoltaïque est la plus importante. Le prix moyen de l'électricité en 2015 dans l'État de Hawaï était de 0,26\$/kWh, pour des prix compris entre 0,242\$/kWh à Oahu et 0,33\$/kWh à Kauai.

♦ Maurice

La tarification prend en compte des catégories d'usagers, afin, notamment, de favoriser les consommateurs industriels, mais ne prend pas en compte de déterminant géographique. Le prix moyen de l'électricité à Maurice s'élevait à 5,74 roupies /kWh (environ 0,15€) en 2015.

2.1.2. Des dispositifs de péréquation tarifaire ont été mis en place dans la plupart des zones non interconnectées

Des dispositifs de péréquation tarifaire ont été mis en place dans la plupart des ZNI considérées. La plupart de ces dispositifs sont financés au moyen de contributions des consommateurs d'électricité.

Tableau 6 : Modalités de financement des dispositifs de péréquation tarifaire.

	Péréquation tarifaire	Modalités de financement
France	oui	État/ consommateurs
Espagne	oui	50 % État / 50 % consommateurs
Italie	oui	Contribution des consommateurs
Royaume-Uni (Shetland)	oui	Contribution des consommateurs
Portugal	oui	Contribution des consommateurs
Grèce	oui	Contribution des consommateurs
Hawaï (États-Unis)	non	-

Source : Contributions des services économiques régionaux du Trésor.

Le périmètre de financement de la péréquation peut varier selon les États. Ainsi :

- ◆ en France : financée auparavant par une contribution des consommateurs sur leur facture d'électricité gérée par EDF, la péréquation tarifaire est désormais financée par le budget général de l'État et un compte d'affectation spéciale « transition énergétique », alimentés par la contribution des consommateurs, d'une part, et le produit de taxes sur la consommation de produits énergétiques, d'autre part ;
- ◆ au Portugal : la péréquation est financée par des contributions des consommateurs domestiques uniquement ;
- ◆ en Espagne : la péréquation est financée pour moitié par les contributions des consommateurs, et pour moitié par le budget général de l'État ;
- ◆ au Royaume-Uni, la péréquation tarifaire avec l'île de Shetland est financée par un double dispositif de financement :
 - le *Hydro Benefit Replacement Scheme*, à l'échelle nationale, reposant sur une surtaxe appliquée par le gestionnaire de réseau *National Grid* à l'ensemble des fournisseurs et répercutée sur les consommateurs hors nord de l'Écosse ;
 - un dispositif de péréquation à l'échelle régionale, au sein de la zone nord de l'Écosse couverte par SHE, moyennant une taxe appliquée par le régulateur et prélevée par SHE sur les consommateurs du nord de l'Écosse.

2.2. Afin de maîtriser l'évolution des coûts de ces dispositifs, des systèmes de régulation ont été mis en place

Dans le but de pallier le déficit de concurrence, d'assurer un approvisionnement électrique sûr et de qualité et de limiter la divergence des prix entre les ZNI et le continent, le marché de l'électricité dans les ZNI est un marché fortement régulé.

Dans le cadre des dispositifs de péréquation tarifaire, la différence entre les coûts et les recettes de production des entreprises électriques est compensée par l'État ou par d'autres systèmes de mutualisation des surcoûts. Afin de maîtriser l'évolution de la charge financière que ces dispositifs font peser sur la collectivité, des systèmes de régulation ont été mis en place dans certaines ZNI pour inciter les producteurs à une gestion efficace.

◆ France

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de fixer chaque année le montant des charges de service public de l'électricité compensées aux fournisseurs historiques dans les ZNI au titre des surcoûts qu'ils supportent pour la production ou l'achat de l'électricité qu'ils distribuent. Les charges de service public de l'électricité sont calculées à partir d'une comptabilité spécifique tenue par les opérateurs, dont la CRE définit les règles. Les surcoûts sont définis comme l'écart entre le coût normal et complet de production (ou le coût d'achat de l'électricité dans le cadre des contrats) et la part production du tarif réglementé de vente.

La CRE procède au calcul du « coût normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans la zone » qui sert de référence pour l'évaluation des coûts des moyens de production des fournisseurs historiques et de ceux des producteurs tiers qui font l'objet d'un contrat d'achat. Il correspond « *aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production apportant la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau* », sauf lorsqu'il correspond à un objectif précis de politique énergétique prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Un dispositif de bonus/malus incite les producteurs à assurer une bonne disponibilité de leur production.

Annexe IV

Aucun dispositif incitatif à la maîtrise des charges n'est appliqué à la date de la mission. Les coûts de production d'EDF SEI font l'objet d'une analyse annuelle par la CRE dans le cadre de la comptabilité appropriée ; les coûts de production des producteurs tiers font l'objet d'une évaluation *ex ante* non soumise à révision sauf demande des producteurs ou événement imprévu. La CRE a toutefois décidé en 2015 l'introduction d'audits quinquennaux des coûts de production des installations sous contrats de gré à gré afin, le cas échéant, d'ajuster les conditions de compensation aux coûts de production des producteurs tiers.

◆ Portugal

Des dispositifs d'incitation économique de deux natures sont prévus pour encourager les entreprises de transport et de distribution à contenir leurs coûts :

- *revenue cap* : pour l'activité d'achat d'électricité et de gestion du système, incluant la définition d'objectifs d'efficacité pour les coûts d'exploitation ;
- *price cap* : pour les activités de distribution et de commercialisation dans les régions autonomes.

Pour les activités de production, des coûts de référence du fioul consommé sont définis. Le régulateur ERSE a également introduit un mécanisme de contrôle du rendement des actifs pour favoriser le rapprochement entre le taux de rémunération réel de ces actifs et éviter les gains issus de rentes non liées à la performance des entreprises.

◆ Italie

Le décret-loi n°91 du 24 juin 2014 prévoit l'instauration d'un mécanisme d'incitation à la performance pour les opérateurs électriques des petites îles non interconnectées, dont l'élaboration a été confiée à l'Autorité de l'énergie électrique (AEE).

Une proposition a été soumise à consultation par l'AEE en décembre 2014, visant à modifier le système actuel, reposant sur la reconnaissance des coûts supportés par les entreprises à partir de leur bilan, pour adopter un système de compensation fondé sur un coût reconnu établi à partir de coûts standards et pouvant éventuellement être inférieur au coût de production des entreprises les moins productives.

La proposition prévoit que le coût reconnu est obtenu par la somme de ses différentes composantes, dont certaines font référence à des coûts standards, et d'autres demeurent spécifiques à chaque entreprise, au moins pendant la première période de régulation. Les coûts faisant référence à un coût standard sont :

- le coût d'exploitation par point de livraison pour la distribution, la vente et la production, hors combustible ;
- le coût d'acquisition du combustible, à partir d'un coût unitaire d'achat de référence sur une quantité standard, dans des conditions d'efficacité énergétique standard ;
- la rémunération du capital investi à partir de 2015 ;
- l'amortissement des nouveaux investissements réalisés à partir de 2015 en fonction des durées de vie utiles définies par l'AEE.

La première période de régulation prévoit que l'amortissement du stock, les frais financiers et les impôts sur les bénéfices continuent d'être reconnus à partir des bilans de chaque entreprise.

Les coûts standards sont obtenus au moyen d'une comparaison avec la moyenne des coûts des onze entreprises, ce qui permet d'accorder un avantage aux entreprises qui ont déjà réalisé des gains de productivité.

Annexe IV

Cette proposition a été contestée par l'Union nationale des petites entreprises d'électricité (UNIEM). L'AEE n'a pas publié de bilan de la consultation ni de décision à la date de la mission. Selon le ministère du développement économique italien, la réforme n'a pas abouti en raison de l'opposition des opérateurs électriques insulaires.

◆ Espagne

L'installation de toute nouvelle infrastructure de production électrique dans les ZNI fait l'objet un appel d'offres du ministère chargé de l'énergie. Sous réserve d'un avis favorable de la *Comisión nacional del mercado y la competencia* (CNMC), le ministère chargé de l'énergie donne son approbation aux projets retenus. Cette approbation conditionne le bénéfice du régime de compensation spécifique mis en place dans les ZNI espagnoles pour compenser les surcoûts de production dans ces zones. La CNMC fonde son avis sur une analyse économique des projets en fonction de la localisation prévue des installations, de leur mode de connexion au réseau ainsi que de la technologie utilisée.

Le régime de compensation applicable pour les installations de production d'électricité dans les ZNI espagnoles consiste en un complément venant s'ajouter aux recettes obtenues sur le marché, destiné à couvrir la part de l'investissement non compensée par ces recettes, en raison de la péréquation. Le montant du complément de rémunération doit couvrir les surcoûts de production supportés par les producteurs, définis comme la différence entre les recettes et les coûts de production de ces entreprises sur la base des coûts de production d'une installation-type « efficiente et bien gérée » pour la famille d'installations considérée. Il existe plus de 1 800 familles d'installations, définies à partir d'un audit des coûts de chaque installation réalisé par l'*Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía* (IDAE).

Le niveau du complément de rémunération est fixé de manière à atteindre un taux de rémunération des capitaux investis égal au taux de rémunération des obligations de l'État espagnol à dix ans majoré de 200 points de base pour les installations de production thermiques conventionnelles et de 300 points de base pour les installations de production à partir d'énergies renouvelables. La majoration du taux est fixée en fonction du risque associé à ces activités et peut être révisée tous les six ans.

◆ Hawaï

Les entreprises de production d'électricité (*utilities*) font l'objet d'une régulation par la *Public Utilities Commission* (PUC) en lien avec le *Hawaii Office for Consumer Advocacy*. Les entreprises sont soumises à des objectifs de performance au moyen d'un mécanisme de découplage de leurs recettes annuelles autorisées par rapport à leur production. Les recettes cibles sont fixées au niveau des recettes autorisées les plus récentes dans le cadre du dernier ajustement tarifaire approuvé par le régulateur. Les recettes cibles n'incluent pas les recettes tirées de la production thermique ou de l'achat d'électricité, qui font l'objet d'autres mécanismes de compensation. Les recettes cibles sont réajustées annuellement afin de tenir compte de l'évolution des facteurs de coûts non dépendants de la performance de chaque entreprise, afin de réduire la fréquence des ajustements tarifaires.

La régulation de la PUC prévoit également un dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissements et des coûts variables d'exploitation.

ANNEXE V

Liste des personnes rencontrées

SOMMAIRE

1. MINISTÈRES	1
1.1. Ministère chargé de l'économie et des finances	1
1.1.1. <i>Cabinet</i>	1
1.1.2. <i>Direction du budget</i>	1
1.1.3. <i>Direction de la législation fiscale</i>	1
1.2. Ministère chargé de l'énergie	1
1.2.1. <i>Cabinet</i>	1
1.2.2. <i>Direction générale de l'énergie et du climat</i>	1
1.3. Ministère chargé de l'outre-mer	1
1.3.1. <i>Cabinet</i>	1
1.4. Commissariat général à l'investissement.....	2
2. OPÉRATEURS, PRODUCTEURS, RÉGULATEURS.....	2
2.1. Commission de régulation de l'énergie (CRE)	2
2.1.1. <i>Direction développement des marchés et de la transition énergétique</i>	2
2.1.2. <i>Direction des réseaux</i>	2
2.2. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)	2
2.3. Électricité de France (EDF)	2
2.4. Électricité de Mayotte (EDM)	3
2.5. Réseau de transport d'électricité (RTE)	3
2.6. Producteurs indépendants.....	3
2.6.1. <i>Albioma</i>	3
2.6.2. <i>Autres</i>	3
3. MONDE ACADÉMIQUE.....	3
4. DÉPLACEMENT EN ESPAGNE.....	3
4.1. Service économique régional (Madrid)	3
4.2. Ministère de l'énergie.....	4
4.3. Commission nationale du marché et de la concurrence (CNMC).....	4
4.4. ENDESA	4
4.5. Red eléctrica de España (REE).....	4

1. Ministères

1.1. Ministère chargé de l'économie et des finances

1.1.1. Cabinet

- ♦ M. Julien Alix, conseiller auprès du secrétaire d'État au budget, en charge des transports, de l'énergie, de l'environnement, de l'industrie, du numérique, des finances, de la recherche et de l'enseignement supérieur ;

1.1.2. Direction du budget

- ♦ M. Denis Charissoux, sous-directeur, 4^e sous-section ;
- ♦ M. Nicolas Lagnous, chef du bureau du développement durable ;

1.1.3. Direction de la législation fiscale

- ♦ M^{me} Béatrice Bréthomé, adjointe au chef de bureau B1 ;
- ♦ M^{me} Anabelle Dufossé, chef de section du bureau B1-2 ;
- ♦ M. Louis-Olivier Fadda, chef du bureau des agréments et des rescrits (AG2R), régimes fiscaux de faveur dans les DOM et COM, agréments relatifs aux restructurations d'entreprises ;

1.2. Ministère chargé de l'énergie

1.2.1. Cabinet

- ♦ M. Julien Assoun, conseiller en charge des énergies, de la mer et de l'éco-industrie ;

1.2.2. Direction générale de l'énergie et du climat

- ♦ M^{me} Virginie Schwarz, directrice de l'énergie ;
- ♦ M. Pierre Fontaine, conseiller auprès du directeur général ;
- ♦ M. Thibaud Normand, chef du bureau de la production électrique ;
- ♦ M^{me} Camille Gillet, chargée de mission au bureau des marchés de l'électricité ;

1.3. Ministère chargé de l'outre-mer

1.3.1. Cabinet

- ♦ M. Florent Clouet, conseiller en charge du logement, de la transition énergétique, du développement durable et du transport.

1.4. Commissariat général à l'investissement

- ♦ M^{me} Sylviane Gastaldo, directrice du programme « évaluation des investissements publics » ;
- ♦ M. Ivan Fauchoux, directeur de programme « énergie-économie circulaire » ;

2. Opérateurs, producteurs, régulateurs

2.1. Commission de régulation de l'énergie (CRE)

- ♦ M. Jean-Yves Ollier, directeur général ;
- ♦ M^{me} Catherine Edwige, commissaire ;

2.1.1. Direction développement des marchés et de la transition énergétique

- ♦ M. Christophe Leininger, directeur ;
- ♦ M. Adrien Thirion, chef du département « dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs » ;
- ♦ M^{me} Cybèle Mollaret, chargée de mission, département « dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs » ;
- ♦ M. Mathieu Gimenez, chargé de mission, département « dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs » ;

2.1.2. Direction des réseaux

- ♦ M. Frédéric Gravot, directeur adjoint ;
- ♦ M. Thomas Pillot ;
- ♦ M. Didier Laffaille, chef du département technique ;

2.2. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)

- ♦ M. Guy Fabre, directeur de l'action régionale Sud et Outre-mer
- ♦ M. David Marchal, directeur adjoint production et énergies durables ;
- ♦ M. Jean-Michel Parouffe, chef du service réseaux et énergies renouvelables
- ♦ M. Stéphane Biscaglia, ingénieur réseaux intelligents et stockage, service réseaux et énergies renouvelables ;

2.3. Électricité de France (EDF)

- ♦ M. Frédéric Busin, directeur de la direction des systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) ;
- ♦ M^{me} Karine Revcolevschi, directrice finances régulation (EDF SEI) ;
- ♦ M. Patrice Bruel, directeur réglementations, direction Innovation, stratégie et programmation ;
- ♦ M. Jean-Michel Lebeau, président d'EDF production électrique insulaire SAS (EDF PEI) ;

2.4. Électricité de Mayotte (EDM)

- ♦ M. Yacine Chouabia, président du directoire, directeur général ;
- ♦ M. Bruno Spinnato, membre du directoire, directeur administratif et financier ;
- ♦ M. Franck Simard, chef de projet « maîtrise de la demande d'électricité et énergies renouvelables » ;

2.5. Réseau de transport d'électricité (RTE)

- ♦ M. Hervé Mignon, directeur commercial, ancien directeur économie, prospective et transparence ;
- ♦ M^{me} Claire Lajoie-Mazenc, directrice du centre national d'expertise réseaux ;

2.6. Producteurs indépendants

2.6.1. Albioma

- ♦ M. Frédéric Moyne, directeur général ;
- ♦ M. Pascal Langeron, directeur général adjoint – France ;
- ♦ M. Cyril Perroy, directeur juridique et des contrats ;

2.6.2. Autres

- ♦ M. Nicola Siam Tsieu, directeur financier Actifs caribéens à Contour Global ;
- ♦ M. Xavier Barbaro, directeur général de Neoen ;
- ♦ M. Jean Ballandras, directeur général d'Akuo Energy ;
- ♦ M. Michel Coudyser, directeur général de Corsica Sole ;
- ♦ M. Valentin Rota, directeur Offres de produits énergétiques Europe, Moyen-Orient et Afrique ;

3. Monde académique

- ♦ M. Jean-Luc Thomas, professeur du Centre national des arts et métiers, chaire électrotechnique ;

4. Déplacement en Espagne

4.1. Service économique régional (Madrid)

- ♦ M. Robert Mauri, conseiller transport, énergie, industrie et environnement, adjoint au chef du service ;
- ♦ M. Álvaro Espino Prados, attaché, chargé de l'énergie ;
- ♦ M. Thomas Meinzel, adjoint au chef du service de Madrid ;

4.2. Ministère de l'énergie

- ♦ M. Santiago Caravantes, sous-direction générale de l'énergie électrique ;
- ♦ M^{me} Maria Angeles Garcia Sanz, sous-direction générale de l'énergie électrique ;
- ♦ M. Santiago Mendioroz, conseiller relations internationales auprès du secrétaire d'État à l'énergie ;

4.3. Commission nationale du marché et de la concurrence (CNMC)

- ♦ M. Fernando Hernandez Jimenez-Casquet, directeur général de l'énergie ;
- ♦ M. Santiago Muñoz Gomez, chef d'unité, direction de l'énergie électrique ;
- ♦ M. Jose Antonio Castro Fernandez, direction énergie électrique ;

4.4. ENDESA

- ♦ M. Manuel Rodriguez del Castillo, directeur de la régulation extra péninsulaire, direction générale des relations institutionnelles et de la régulation ;
- ♦ M. Rafael Durban Romero, département des affaires publiques et institutionnelles ;
- ♦ M. Iñigo Garde Garcia, département des affaires publiques et institutionnelles ;

4.5. Red eléctrica de España (REE)

- ♦ M. Juan Bola Merino, chef du département du centre de contrôle électrique.