



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT DE MISSION ET RÉPONSE À MONSIEUR LE PRÉFET DE MAYOTTE

FÉVRIER 2020

Orientations de la CRE sur la
programmation pluriannuelle
de l'énergie de Mayotte

SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Mayotte, adoptée le 19 avril 2017, définit les objectifs et les enjeux de politique énergétique à horizon 2023. Elle s'inscrit dans l'objectif fixé par loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2020.

La PPE de Mayotte fait aujourd'hui l'objet d'une révision afin d'organiser l'atteinte des objectifs de la LTECV tout en les adaptant aux évolutions constatées depuis l'adoption de la dernière PPE. La nouvelle PPE vise d'une part à adapter les objectifs pour la période 2019-2023 et d'autre part à définir les objectifs pour la période 2024-2028.

Afin d'accompagner les acteurs de la PPE dans ce processus, la CRE a mené une mission à Mayotte au mois d'avril 2019 et réalisé des analyses détaillées visant à évaluer les besoins du système électrique à ces horizons temporels. Cette visite alimentée par de nombreux échanges avec les acteurs a permis à la CRE de mieux appréhender les problématiques et enjeux du territoire et d'affiner ses hypothèses pour évaluer les futurs besoins du parc. Par ailleurs, le Président de la CRE s'est lui-même rendu à Mayotte en novembre 2019.

Ce rapport dresse un état des lieux des problématiques énergétiques à Mayotte et propose des orientations et recommandations pour répondre à la sollicitation qu'a formulé le préfet de Mayotte dans le cadre de la révision de la PPE.

La production d'électricité à Mayotte repose aujourd'hui essentiellement sur les moyens thermiques fossiles. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique y est faible en comparaison à la plupart des autres ZNI et s'élevait à 5 % en 2018. Ainsi, les enjeux sont considérables pour verdifier le mix électrique et réduire les émissions de CO₂ du territoire.

Eu égard au faible potentiel identifié pour les autres filières, l'énergie photovoltaïque apparaît comme le principal levier de développement des énergies renouvelables de l'île. C'est pourquoi la CRE considère que des mesures fortes doivent être prises afin d'en soutenir et accélérer le développement et recommande ainsi :

- **de donner un maximum de visibilité à la filière** en fixant le plus rapidement possible les objectifs des prochaines périodes de l'appel d'offres et de garantir à l'avenir des appels d'offres réguliers ;
- **de réaliser une étude approfondie sur le potentiel photovoltaïque à Mayotte** (répertoriant les toitures et terrains ne présentant pas de conflit d'usage mobilisables aujourd'hui et dans le futur) ;
- **de rendre obligatoire l'installation de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments publics et tertiaires privés**, en particulier sur les nouvelles écoles et autres bâtiments publics, les centres commerciaux et parcs de stationnement couverts, les entrepôts et hangars. En effet, compte tenu de la rareté du foncier disponible à Mayotte, l'installation de photovoltaïque sur les toitures doit être privilégiée. Une réforme des circuits financiers doit en outre être envisagée afin de permettre aux établissements publics de garder tout ou partie du bénéfice des loyers versés par les opérateurs d'installations photovoltaïques pour l'utilisation de leurs toitures ;
- **de mettre le développement de serres photovoltaïques au service du développement d'une filière agricole mahoraise.**

A terme, l'installation d'une capacité importante de photovoltaïque pourrait conduire, du fait de son intermittence et de son absence de contribution à l'inertie du système, à des problèmes de stabilité du système. La CRE demande donc à EDM de mener une étude sur les moyens à mettre en œuvre pour intégrer une part croissante d'énergies interfacées par électronique de puissance à moyen terme.

En parallèle, **la CRE conseille d'explorer des solutions à plus long terme, en approfondissant les analyses sur le potentiel géothermique, l'opportunité de convertir les centrales existantes au bio carburant ou de construire une STEP sur une retenue collinaire.**

Le second axe pour atteindre les objectifs de la LTECV réside dans la maîtrise de la consommation. En effet, face à une augmentation de la consommation qui paraît quasi certaine, il apparaît indispensable de renforcer la maîtrise de la consommation par des décisions fortes dès aujourd'hui :

- **Renforcer les efforts du comité MDE en terme de communication et de sensibilisation des consommateurs** afin d'accompagner la mise en place du cadre de compensation ;

- **Interdire ou taxer à l'import les climatiseurs peu performants et mobiliser les services dédiés afin de remédier aux nombreuses dérives constatées sur la vente et la pose de climatiseurs.** Cette recommandation est d'autant plus importante que la climatisation à Mayotte est susceptible de se développer fortement dans les prochaines années au regard du faible taux d'équipement actuel et de la multiplication d'appareils peu économes.
- **Procéder de même pour les autres matériels consommateurs.** Si une modulation de taxe devait être retenue, elle pourrait être portée par l'octroi de mer ou l'octroi de mer régional. Une telle mesure permettrait d'influencer la nature et les prix relatifs des produits sur les territoires et ainsi d'encourager l'import par les professionnels et l'achat par les clients finals des matériels efficaces.
- **Mettre en place une réglementation thermique exigeante dans le neuf pour les bâtiments tertiaires.** Dans l'attente de cette réglementation, la CRE encourage fortement les services de l'Etat à prendre de nouveaux arrêtés encadrant les caractéristiques techniques et la performance énergétique des bâtiments publics et privés, notamment les centres commerciaux et entrepôts, susceptibles de se développer massivement à Mayotte à l'avenir.

Un des objectifs de la PPE réside dans l'identification des besoins énergétiques nécessaires à la sécurité d'alimentation du parc électrique. La PPE en vigueur prévoit à ce titre la mise en service d'ici la fin de l'année 2023 de 44 MW de moyens de production supplémentaires, au travers de deux projets portés par Albioma (12 MW fonctionnant à partir de biomasse) et ENGIE (30 MW fonctionnant au GPL). Or, depuis l'adoption de la PPE, l'évolution de différents paramètres conduit à réinterroger les objectifs envisagés à l'époque. A la demande de monsieur le préfet de Mayotte et afin d'accompagner les acteurs dans la révision de la PPE – qui devra notamment trancher sur le maintien de l'objectif de développement de l'un et/ou l'autre projet – la CRE a mené des analyses visant à identifier les besoins du système à différents horizons temporels.

Sur la base de ces analyses et dans un contexte incertain en termes d'évolution de la demande, la CRE recommande d'adopter une approche modulaire. Selon les scénarios d'évolution de la demande étudiés, de nouveaux besoins, dans des moyens de production de pointe, apparaissent seulement entre 2024 et 2028. Ainsi, la CRE recommande de développer un seul des deux projets identifiés dans la PPE à horizon 2025, **celui présentant la plus faible capacité et bénéficiant des meilleures garanties en terme de verdissement du mix électrique.** La CRE rappelle que le temps de déploiement des solutions de stockage permettra de réagir en moins de 2 ans si la consommation devait augmenter plus rapidement que le scénario de référence.

Un projet de 30 MW serait synonyme de coûts échoués plus importants. La CRE recommande que l'opportunité de développer un tel projet soit éventuellement étudiée d'ici 2023, sur la base d'une comparaison avec le projet de conversion des centrales de Longoni aux biocombustibles d'un point de vue coûts, sécurité d'approvisionnement et bilan environnemental. D'ici là, les analyses sur l'évolution de la consommation et du besoin pourront être affinées.

De manière générale, il apparaît indispensable que le projet de PPE comprenne un bilan des émissions de gaz à effet de serre actuelles du système électrique et de la réduction que permettra d'atteindre la mise en œuvre des différents objectifs qu'elle comporte.

En dehors de ces problématiques en lien avec la PPE, la CRE a formulé un certain nombre de recommandations, notamment à destination d'EDM qu'elle est chargée de réguler. L'ensemble des recommandations de la CRE formulées au fil du présent rapport sont synthétisées ci-dessous, regroupées par thématique et selon les entités compétentes pour les mettre en œuvre.

ELABORATION DE LA PPE

La CRE recommande à l'Etat et la Collectivité :

- d'intégrer dans la PPE un bilan des émissions de gaz à effet de serre actuelles du système électrique et de la réduction que permettra d'atteindre la mise en œuvre des différents objectifs qu'elle comporte (*Recommandation 32*) ;
- de réaliser une étude approfondie sur le potentiel photovoltaïque à Mayotte (répertoriant les toitures et terrains ne présentant pas de conflit d'usage mobilisables aujourd'hui et dans le futur) afin de définir des objectifs cohérents et réalisables (*Recommandation 24*) ;
- de réfléchir à la possibilité de réserver un espace au sol pour des installations photovoltaïques, en dehors des terrains dégradés, afin d'atteindre les objectifs PPE en terme de production renouvelable (*Recommandation 24*) ;
- d'inscrire dans la future PPE, une étude sur le potentiel géothermique à Mayotte (*Recommandation 29*) ;

- de réviser la définition du seuil de déconnexion des énergies intermittentes afin (i) de tenir compte de l'ensemble des énergies intermittentes n'offrant pas d'inertie au système électrique et (ii) de donner une marge de manœuvre plus importante au GRD sur la déconnexion des EnR pour sécuriser le système électrique tout en limitant l'énergie écrêtée. (*Recommandation 26*) ;
- d'inscrire dans la PPE révisée un seul des deux projets identifiés dans la PPE en vigueur, à horizon 2025, en retenant celui présentant la plus faible capacité et bénéficiant des meilleures garanties en terme de verdissement du mix électrique (*Recommandation 31*) ;
- de confirmer le bilan environnemental de ce projet consistant à importer de la biomasse par une étude indépendante, menée par exemple par l'ADEME (*Recommandation 28*) ;

Afin de définir des objectifs crédibles de développement du photovoltaïque, la CRE demande à EDM (*Recommandation 25*) :

- de lancer une étude détaillée afin d'identifier la puissance maximale de PV installée acceptable pour le réseau aux différents horizons temporels (2024, 2028 et 2030), en tenant compte de la mise en service des dispositifs de stockage sélectionnés par la CRE ;
- d'évaluer, selon le seuil admissible pour le réseau, la capacité photovoltaïque à développer afin de limiter les déconnexions à 5 % de l'énergie produite à ces différents horizons temporels ;
- d'étudier les solutions à mettre en œuvre pour intégrer ces capacités d'installations photovoltaïques, notamment la capacité de stockage nécessaire et les moyens permettant de résoudre les problèmes liés à l'inertie (cf. recommandation 25 et 27) ;

STRATEGIE DE DEPLOIEMENT DES ENR ET RECOMMANDATIONS PAR FILIERE

Photovoltaïque

Concernant les dispositifs de soutien à la filière photovoltaïque, la CRE recommande à l'État :

- de donner un maximum de visibilité à la filière en fixant le plus rapidement possible les objectifs des prochaines périodes de l'appel d'offres et de garantir à l'avenir des appels d'offres réguliers (*Recommandation 20*) ;
- de ne plus prévoir de famille « PV + stockage » dans les prochaines périodes de l'appel d'offres, le stockage se développant au travers des appels à projets CRE (*Recommandation 20*) ;
- de privilégier le soutien au photovoltaïque de grande puissance au travers d'un appel d'offres en injection en totalité (*Recommandation 20*) ;
- de réajuster le niveau du tarif à Mayotte, autour de 150-160 €/MWh, en tenant compte du productible réel de Mayotte (*Recommandation 22*) ;
- de décorrélérer les tarifs d'achat des ZNI des demandes de raccordement déposées en métropole continentale en introduisant des coefficients de dégressivité spécifiques aux ZNI (*Recommandation 22*).

La CRE demande également à l'ensemble des acteurs publics de ne pas verser de subvention aux projets PV bénéficiant de tarifs d'achat ou aux projets participants à des appels d'offres afin d'éviter une rémunération excessive des producteurs, ces coûts étant déjà pris en compte dans les tarifs d'achat. Une exception peut être faite en zone rurale, pour couvrir les éventuels surcoûts de raccordement (*Recommandation 21*).

Plus généralement, afin d'encourager le développement de cette filière, la CRE recommande à l'Etat et la Collectivité :

- de rendre obligatoire l'installation de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments publics et tertiaires privés, en particulier sur les nouvelles écoles et autres bâtiments publics, les centres commerciaux et parcs de stationnement couverts, les entrepôts et hangars. En effet, compte tenu de la raréfaction du foncier à Mayotte, l'installation de photovoltaïque sur les toitures doit être privilégiée (*Recommandation 23*) ;
- d'envisager une réforme des circuits financiers afin de permettre aux établissements publics de garder tout ou partie du bénéfice des loyers versés par les opérateurs d'installations photovoltaïques pour l'utilisation de leurs toitures (*Recommandation 23*) ;
- de mettre le développement de serres photovoltaïques au service du développement d'une filière agricole mahoraise (*Recommandation 24*).

Biocarburant

La CRE encourage EDM à mettre à jour et approfondir l'étude de faisabilité et de chiffrage des coûts de la conversion des moteurs de Longoni au biocarburant tout en examinant son l'impact environnemental (*Recommandation 30*).

MAITRISE DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

Afin d'accompagner la mise en place du cadre de compensation, la CRE encourage les membres du Comité MDE :

- à continuer leurs efforts en terme de communications (*Recommandation 7*) ;
- à porter une attention particulière aux plus gros consommateurs d'électricité en s'assurant que d'ici 5 ans, l'ensemble de ces clients auront été approchés par l'un des partenaires du comité, pour lui proposer une démarche d'économie d'énergie sur leurs sites. La CRE demande en outre au comité de présenter chaque année, dans le cadre du bilan annuel, sa progression sur le nombre de clients approchés. (*Recommandation 7*) ;
- à continuer leur soutien aux formations existantes et à poursuivre leur réflexion sur les autres formations à développer au sein du territoire pour former aux métiers nécessaires à la mise en œuvre du plan MDE (pose d'isolant, d'ECS, contrôle de la bonne réalisation des travaux, diagnostic énergétiques, filière de recyclage...) et développer les bonnes pratiques dans les entreprises spécialisées (*Recommandation 8*) ;
- à étudier l'opportunité, notamment en terme de bilan carbone, de promouvoir le transfert des modes de cuisson au pétrole et au bois vers le gaz plutôt que l'électricité, afin de limiter l'augmentation de la pointe de consommation (*Recommandation 13*) ;
- à mettre en place un observatoire de l'énergie à Mayotte, comme il en existe dans les autres ZNI. Cet observatoire devra permettre l'observation des prix des produits de MDE et de l'élasticité des marchés qui font l'objet de ces primes (*Recommandation 9*) ;

D'autre part, la CRE encourage EDM à poursuivre ses efforts pour renforcer ses équipes en charge de la MDE. Ces frais supplémentaires, sous réserve de démonstration de leur efficacité, entreront dans les frais du fournisseur historique, prévus dans le cadre de compensation, et seront financés par les charges de service public de l'énergie. (*Recommandation 7*) ;

Afin de renforcer la maîtrise de la demande, la CRE invite les services de l'Etat :

- à mettre en place les contrôles adaptés sur le territoire de Mayotte pour s'assurer de la bonne application de la réglementation thermique et de la performance des appareils vendus ou importés (*Recommandation 15*) ;
- Interdire ou taxer à l'import les climatiseurs peu performants. La démarche pourrait être étendue aux autres équipements peu performants (congélateurs, etc.) (*Recommandation 10*) ;
- de mobiliser les services dédiés afin de remédier aux nombreuses dérives constatées sur la vente et la pose de climatiseurs qui conduisent à des prix anormalement bas et enrayer le déploiement d'équipements performants (*Recommandation 11*) ;
- Instaurer une fiscalité différenciée selon la performance énergétique du matériel, notamment à l'import au travers de l'octroi de mer ou de l'octroi de mer régional (*Recommandation 12*) ;

Concernant la réglementation thermique (*Recommandation 14*), la CRE invite l'Etat :

- à publier le plus rapidement possible les arrêtés permettant de rendre applicable la RTAA-DOM à Mayotte ;
- à mettre en place une réglementation thermique exigeante dans le neuf pour les bâtiments tertiaires. Dans l'attente de cette réglementation, la CRE encourage fortement les services de l'Etat à prendre de nouveaux arrêtés encadrant les caractéristiques techniques et la performance énergétique des bâtiments publics et privés, notamment les centres commerciaux et entrepôts, susceptibles de se développer massivement à Mayotte à l'avenir.

EFFACEMENT :

La CRE encourage EDM à approfondir ces analyses sur le gisement d'effacement mobilisable à la pointe et à entreprendre les démarches nécessaires pour être en capacité de mobiliser rapidement ces gisements.

La CRE recommande en particulier à l'ensemble des acteurs d'étudier :

- le potentiel d'effacement mobilisable à terme avec l'extension du port de Longoni ;

- les synergies possibles sur le port en terme de production de chaleur et de froid, en particulier la faisabilité et l'opportunité de récupérer la chaleur fatale des groupes de production d'électricité sur le port (projets d'ENGIE et d'Albioma) pour des utilisations dans le grand port maritime (*Recommandation 16*)

TRANSPORT :

La CRE recommande à l'Etat et à la Collectivité :

- de rendre obligatoire que toute borne de recharge pour véhicule électrique soit pilotable, en permettant de réduire le soutirage aux heures de tension du système. (*Recommandation 17*) ;
- de prioriser l'accompagnement d'une politique ambitieuse de transport en commun et la promotion de moyens de déplacement propres (vélo, marche à pied) pour réduire l'impact écologique du transport et atteindre à terme les objectifs de la transition énergétique dans le domaine du transport, avant le recours aux Etat, Collectivité, ADEME (*Recommandation 18*) ;
- D'étudier l'alternative des transports (maritimes et routiers) au gaz ou biogaz, en analysant leur impact environnemental comparativement aux modes actuels d'une part et à un transfert de ces consommations vers l'électricité d'autre part (*Recommandation 19*).

AMELIORATION DE LA CONDUITE ET DE LA GESTION DU SYSTEME ELECTRIQUE

Afin d'améliorer la gestion du système électrique et de réduire les coûts de production, la CRE demande à EDM :

- de continuer les travaux entrepris pour se doter d'outils performants sur la conduite et l'optimisation de la gestion de l'équilibre offre-demande et de mettre en place un accompagnement pour assurer la montée en compétence de ses agents (*Recommandation 3*) ;
- d'accélérer ses travaux sur la connaissance des consommations spécifiques des groupes. La CRE demande à EDM de lui remettre un rapport en juin 2020 sur la mise en œuvre de ces actions (*Recommandation 4*) ;
- d'améliorer et fiabiliser le monitoring de ses installations (production électrique brute, consommation des auxiliaires, consommables, production injectée sur le réseau...) et le calcul des pertes de son réseau (*Recommandation 4*) ;
- de mener une analyse de la pertinence et des conséquences financières qui découlent de la mise en œuvre des mesures suivantes (*Recommandation 5*) :
 - (i) Équilibrer le système électrique de telle manière à assurer le maintien de la fréquence au-delà de 50 Hz (entre 50,1 et 50,2 Hz) ;
 - (ii) Maintenir en permanence au moins un des groupes de Badamiers en fonctionnement ;
 - (iii) Maintenir à chaud, prêt à démarrer les moteurs de Longoni ;
 - (iv) Limiter le fonctionnement de ses centrales à 6000 h par an ;
- de continuer son travail sur l'organisation et la conduite des maintenances (*Recommandation 5*) ;
- de lui remettre d'ici juin 2020 un document présentant sa stratégie – et les éventuels surcoûts d'exploitation associés – pour atteindre en quelques années des taux de disponibilité de l'ordre de 85-90 % sur les groupes les plus récents (*Recommandation 5*) ;
- de lancer une réflexion sur l'évolution de son dimensionnement de la réserve primaire (*Recommandation 27*) ;

ELECTRIFICATION RURALE

La CRE recommande de transférer la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification et de renforcement du réseau en zone rurale au gestionnaire de réseau. A tout le moins, ces travaux devraient faire l'objet d'une meilleure coordination avec les services de l'Etat et le gestionnaire de réseau afin d'identifier au mieux les besoins. (*Recommandation 6*).

PROLONGEMENT DE LA CENTRALE DE BADAMIERS

La CRE demande à EDM et à la DEAL de clarifier le statut de la centrale de Badamiers avant d'envisager une poursuite de l'exploitation des moteurs de Badamiers I au-delà de 2024 (*Recommandation 1*).

Avant d'engager des travaux conséquents sur la centrale de Badamiers, la CRE demande à EDM de lui transmettre au plus vite sa meilleure estimation du coût de prolongation de Badamiers afin qu'elle puisse évaluer la pertinence économique d'engager ce chantier, en précisant :

- (v) les investissements nécessaires pour maintenir la production de la centrale de Badamiers I jusqu'à sa fin de vie technique (2024) ainsi que les coûts de maintenance associés ;
- (vi) les nouveaux investissements envisagés par EDM pour prolonger son fonctionnement jusqu'en 2030 ainsi que les coûts de maintenance associés ;
- (vii) les nouveaux investissements à réaliser sur la centrale de Badamiers II, dont notamment la mise en place d'un système de traitement des fumées afin de poursuivre son exploitation jusqu'en 2030.

De manière générale, la CRE rappelle que les événements et décisions susceptibles d'affecter de manière significative les charges de service public de l'énergie doivent être portés à sa connaissance dans les meilleurs délais.

La CRE demande en outre à EDM de lui fournir chaque année, pour toutes ses centrales existantes, son programme de réinvestissement sur les 5 prochaines années (ou plus si les travaux prévus durent davantage) (*Recommandation 2*).

Enfin, la CRE demande également à EDM de mener d'ici 2023 une étude complémentaire mettant en évidence les besoins du système (profondeur et nature) et une estimation détaillée des coûts de gros entretiens renouvellement à mobiliser pour décider d'engager ou non des travaux de nature à permettre la poursuite de l'exploitation de Badamiers II au-delà de 2030. Cette étude devra également analyser les surcoûts de maintenance induits par un éventuel fonctionnement de Badamiers II à la pointe. Dans l'intervalle, la CRE recommande à EDM de ne pas lancer de tels travaux (*Recommandation 31*).

La question de l'investissement dans un nouveau moyen de production à Petite-Terre devra néanmoins se poser au moment du déclassement de Badamiers II. Le maintien d'au moins deux pôles de production apparaît en effet nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire.

SOMMAIRE

PHOTOVOLTAÏQUE.....	4
BIOCARBURANT.....	5
1. CONTEXTE.....	13
1.1 GEOGRAPHIE	13
1.2 CONTEXTE INSTITUTIONNEL	13
1.3 CONTEXTE ECONOMIQUE ET SOCIAL	14
1.3.1 Une économie portée par le secteur institutionnel	14
1.3.2 Une économie encore en rattrapage, malgré des avancées importantes	14
1.3.3 Une population en forte croissance.....	15
1.3.4 Un contexte social complexe.....	15
1.4 CONTEXTE JURIDIQUE ET NORMATIF	16
1.4.1 Droit interne	16
1.4.1.1 Le principe d'assimilation législative	16
1.4.1.2 Les spécificités juridiques en matière énergétique	16
1.4.2 Droit de l'Union européenne	17
1.4.2.1 Le statut de région ultrapériphérique	17
1.4.2.2 Le statut de petit réseau isolé.....	17
2. ANALYSE DU SYSTEME ELECTRIQUE MAHORAIS	18
2.1 UN PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE MARQUE PAR UNE SITUATION DE SURCAPACITE ET UN DESEQUILIBRE GEOGRAPHIQUE.....	18
2.1.1 Un parc de production marqué par une situation de surcapacité.....	18
2.1.2 ...mais une absence de moyen de production adapté à une utilisation en pointe.....	20
2.1.3 La présence d'au moins deux pôles de production apparait nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire	22
2.2 UNE GESTION EFFICACE DU SYSTEME ELECTRIQUE, NECESSITANT TOUTEFOIS DES AMELIORATIONS	22
2.2.1 Des investissements importants, en cours de réalisation, permettront d'améliorer la fiabilité du réseau	22
2.2.2 EDM doit également s'équiper de nouveaux outils pour améliorer la gestion du système électrique	24
2.2.3 Un meilleur suivi des consommations et des coûts de fonctionnement de ses installations doit être mis en place	25
2.2.4 La gestion du système électrique doit être améliorée afin de minimiser les coûts de production	25
3. ANALYSE DE LA CONSOMMATION.....	26
3.1 UNE CROISSANCE DE LA CONSOMMATION INELUCTABLE.....	26
3.1.1 Une croissance dont l'ampleur est difficilement prévisible	26
3.1.2 Ces incertitudes conduisent à des trajectoires d'évolution de la consommation contrastées	27
3.1.3 L'accès à l'eau potable, enjeu majeur du territoire, ne constitue pas un élément dimensionnant de la croissance de la demande en électricité.....	29
3.2 UNE CROISSANCE QUI DOIT ETRE MAITRISEE PAR DES ACTIONS DE MDE RENFORCEES ET DES DECISIONS FORTES DES AUJOURD'HUI.....	30
3.2.1 Le renforcement de la MDE : mobiliser les mesures d'accompagnement et les leviers fiscal et réglementaire	30
3.2.2 L'effacement de consommation	32
3.2.1 La problématique des transports.....	34

3.2.1.1 Le véhicule électrique ne constitue pas aujourd'hui une solution efficace au verdissement des transports.....	34
3.2.1.2 Les moyens de transports propres et le développement des transports en communs doivent être encouragés	34
4. DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	35
4.1 MIS A PART L'IMPORT DE BIO-COMBUSTIBLES, BIO-GAZ OU BIO-CARBURANT, LE DEVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE CONSTITUE AUJOURD'HUI LA SEULE SOLUTION ADAPTEE POUR VERDIR LE MIX ELECTRIQUE DE MAYOTTE ET DOIT PAR CONSEQUENT ETRE ACCOMPAGNE	35
4.1.1 Le développement de la filière photovoltaïque nécessite une amélioration des dispositifs de soutien..	35
4.1.2 L'installation de panneaux photovoltaïques en toitures doit être privilégiée, mais ne sera pas suffisante pour atteindre un mix 100 % renouvelable	38
4.1.3 Un développement important du photovoltaïque nécessite des évolutions sur la gestion du système électrique pour en assurer l'insertion effective dans le respect de la sûreté du système	40
4.1.3.1 Si le principe d'un seuil de déconnexion est maintenu, il y a priori un maximum de puissance installée à ne pas dépasser pour ne pas écrêter massivement.....	40
4.1.3.2 Les moyens permettant d'accepter à chaque instant plus d'énergie photovoltaïque doivent être recensés et mobilisés en fonction de leur efficacité et de leur coût.....	41
4.2 EN DEHORS DU PHOTOVOLTAÏQUE, MAYOTTE DISPOSE AUJOURD'HUI D'UN FAIBLE POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENR MAIS D'AUTRES SOLUTIONS, A PLUS LONG TERME, DOIVENT TOUTEFOIS ETRE EXPLOREES	43
5. ANALYSE DU BESOIN COMPLEMENTAIRE DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION.....	45
5.1 OBJECTIF DE L'ANALYSE, DEMARCHE ET SCENARIOS ETUDIES	45
5.1.1 Objectifs de l'analyse.....	45
5.1.2 Démarche de l'analyse, scénarios et hypothèses	45
5.2 RESULTATS	47
5.2.1 Scénario de consommation de référence	47
5.2.2 Scénario de consommation haut.....	48
5.3 ANALYSE DES RESULTATS ET RECOMMANDATIONS DE LA CRE	49
MODELISATION DES ALEAS.....	54
OPTIMISATION DU PARC DE PRODUCTION	55

INTRODUCTION

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI¹) de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont significativement supérieurs à ceux de métropole continentale et ne sont pas couverts par la part énergie de ces tarifs, représentative des coûts de production en métropole continentale. Cette situation occasionne pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI)², Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), des surcoûts qui font l'objet de charges de service public de l'énergie intégrées au budget de l'État. Pour la période 2012-2018 les surcoûts cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI représentent environ un quart du cumul des charges de service public de l'énergie sur cette période.

Par ailleurs, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) vise l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020. Elle prévoit en outre que la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna élaborent une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adaptée à leurs besoins. La PPE constitue un document fondateur dont la vocation est de préciser les objectifs et les enjeux de politique énergétique de chaque territoire, de déterminer les lignes directrices de développement des systèmes électriques, d'identifier les risques et les difficultés liés à leur mise en œuvre et d'orienter les travaux des acteurs publics. A ce jour, l'ensemble des territoires ont publié leur PPE et ont débuté les travaux de révision des objectifs de la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) joue un rôle important dans la mise en œuvre de la politique énergétique des ZNI au travers de la gestion du dispositif relatif aux charges de service public de l'énergie (CSPE) qui sous-tend la péréquation tarifaire. Pour ce qui concerne les ZNI, le dispositif couvre le soutien au développement des projets de centrales de production d'électricité, des projets de stockage centralisé gérés par le gestionnaire du réseau, des actions de la maîtrise de la demande en électricité (MDE) et de soutien aux consommateurs. La réalisation de chaque projet d'investissement dans le cadre d'un contrat de gré à gré est soumise à l'examen de la CRE qui évalue le coût « normal et complet » et détermine ainsi le prix contractuel payé par les opérateurs historiques aux tiers co-contractants. En outre, la CRE est responsable de l'organisation, du suivi, de l'instruction et du contrôle des procédures d'appel d'offres, ainsi que de la définition des tarifs réglementés de ventes.

Au regard des enjeux financiers passés et futurs associés au développement de la production d'électricité dans les ZNI, la CRE a décidé d'engager, dans la limite de ses ressources, un cycle de visites de chacun de ces territoires.

Après la première mission de déplacement qui concernait précisément Mayotte – et la Réunion – réalisée en octobre 2014, la CRE s'est rendue en Guyane en mars 2016, en Martinique en novembre 2016, puis en Guadeloupe, à Saint-Martin et Saint-Barthélemy en janvier 2018.

La CRE a souhaité renouveler sa mission à Mayotte au mois d'avril 2019, jeune département français en pleine mutation, pour d'une part évaluer les évolutions opérées à la suite de sa première mission et accompagner les acteurs dans le processus de révision de la PPE d'autre part.

* * *

La production d'électricité à Mayotte repose essentiellement sur les moyens thermiques fossiles. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique reste faible par comparaison à la plupart des autres ZNI et s'élève à 5 % en 2018.

Le parc renouvelable est essentiellement constitué d'installations photovoltaïques. Seule une unité de production d'électricité à partir du biogaz issu d'une installation de stockage de déchets non dangereux, mise en service fin 2018 mais ne fonctionnant pas encore à pleine charge, complète le parc renouvelable.

La PPE de Mayotte adoptée le 19 avril 2017³ ambitionne de soutenir le développement de la maîtrise de la demande en électricité ainsi que des énergies renouvelables. Elle prévoit ainsi le développement des filières photovoltaïque et de la méthanisation, le développement d'une centrale biomasse ainsi que le développement à horizon 2023 des énergies marines et de la filière éolienne.

¹ Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey.

² Dans les ZNI où EDF est présent, les missions de service public de l'électricité sont assurées par sa direction intitulée EDF SEI, en charge des activités suivantes :

- Achat de l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire ;
- Gestion en continu de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ;
- Transport, distribution et fourniture d'électricité aux tarifs réglementés auprès de tous les clients.

³ Décret n° 2017-577 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Mayotte.

La PPE de Mayotte fait aujourd'hui l'objet d'une révision notamment afin d'organiser l'atteinte des objectifs de la LTECV à l'horizon 2030 et d'adapter ses objectifs aux évolutions constatées depuis l'adoption de la dernière PPE :

- La croissance de la consommation, bien que toujours soutenue, s'est infléchie par rapport à 2015 ;
- EDM envisage aujourd'hui de prolonger les centrales de Badamiers I et II au-delà de 2024 ;
- A l'issue de son guichet de saisine unique se terminant le 17 avril 2019, la CRE a sélectionné deux projets de stockage à Mayotte. Ces dispositifs faciliteront la pénétration des énergies renouvelables intermittentes à Mayotte et joueront ainsi un rôle important pour accompagner la transition énergétique et le développement du photovoltaïque ;
- La mise en œuvre du cadre de compensation MDE, adopté au mois de janvier 2019, devrait conduire à limiter l'augmentation de la consommation.

* * *

Au regard des éléments de contexte précités, la CRE a décidé d'organiser une mission à Mayotte avec les objectifs ci-après :

- Prendre la mesure *in situ* des réalités du territoire ;
- Rencontrer les différentes équipes d'EDM pour observer la déclinaison opérationnelle des missions de service public qui lui sont confiées par le code de l'énergie et pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des réseaux et des moyens de production ;
- Appréhender les contraintes techniques et logistiques pesant sur le système électrique et les évolutions à mettre en œuvre pour accompagner le développement de moyens intermittents ;
- Rencontrer les autres producteurs locaux, Albioma et la STAR (qui exploite la centrale biogaz de Dzoumogné) pour mieux appréhender les particularités d'exploitation des moyens de production et les contraintes de développement rencontrées pour de nouveaux projets ;
- Rencontrer les acteurs dont les projets sont en cours de développement pour mieux comprendre la pertinence des stratégies envisagées, les contraintes de développement rencontrées et la contribution de leurs projets dans le mix énergétique mahorais ;
- Rencontrer les acteurs institutionnels locaux : Conseil Départemental de Mayotte, Préfecture, DEAL, ADEME ainsi que l'AFD ;
- Rencontrer d'autres acteurs du territoire pour comprendre les mutations du territoire et leur incidence sur la consommation électrique : Mayotte Channel Gateway (MCG), gestionnaire du port de Mayotte ou l'Insee afin d'appréhender les évolutions de la demande en électricité et ses sous-jacents ;
- Evaluer les synergies entre les activités liées à l'accès à l'eau potable et l'électricité, notamment leur incidence sur la consommation d'électricité en rencontrant les acteurs du secteur comme le Syndicat intercommunal d'eau et d'assainissement de Mayotte (SIEAM) ;
- Evaluer les nouveaux besoins de production d'électricité à développer afin de répondre à la croissance de la consommation du territoire et identifier les potentiels de développement des énergies renouvelables ;
- Accompagner les acteurs dans le processus de révision de la PPE.

* * *

Une délégation de la CRE s'est rendue à Mayotte entre le 2 et le 9 avril 2019. La délégation était composée de :

- Catherine EDWIGE, Commissaire en charge des ZNI ;
- Adrien THIRION, chef du département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs, au sein de la direction du développement des marchés et de la transition énergétique ;
- Ophélie PAINCHAULT, chargé de mission ZNI au sein du département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs.

La mission a établi son rapport sur la base des entretiens et des documents transmis par les responsables et acteurs locaux du secteur dont la liste figure en annexe. Des visites sur sites ont également été organisées avec le concours logistique d'EDM.

6 Février 2020

Le présent rapport expose les enjeux spécifiques de Mayotte et l'état des lieux de la situation du secteur de l'électricité, tel que la mission les a constatés. Lorsqu'elle l'a jugé utile, la CRE a formulé les recommandations présentées en synthèse qui ont été communiquées aux entités concernées.

Afin d'accompagner les acteurs dans le processus de révision de la PPE et de répondre aux questions de Monsieur le Préfet sur les futurs besoins du parc de production, la CRE a mené des analyses visant à identifier les besoins du système électrique à différents horizons temporels. Les conclusions de cette étude se situent en partie 5 de ce rapport.

Ce rapport a été adopté par le Collège de la CRE le 6 février 2020. Il a été transmis à l'ensemble des acteurs rencontrés, les informations relevant du secret des affaires ayant été occultées.

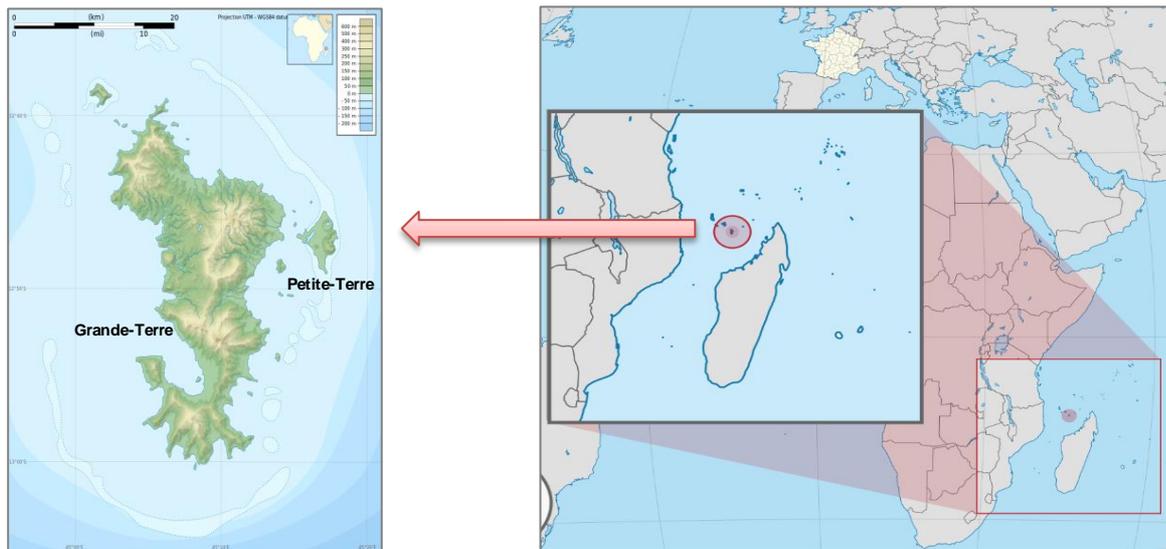
1. CONTEXTE

1.1 Géographie

Située dans l'hémisphère sud, entre l'équateur et le tropique du Capricorne, à mi-chemin entre l'Afrique et Madagascar, l'île de Mayotte se situe à 8 000 km de la métropole continentale et à 1 500 km de l'île de la Réunion. D'une superficie de 375 km², Mayotte est constituée de deux îles principales, la Petite-Terre et la Grande-Terre, ainsi que d'une trentaine d'îlots épars inhabités. Mamoudzou est le chef-lieu du département, sans autre sous-préfecture.

Mayotte est entourée par l'un des plus grands récifs coralliens du monde qui la protège des forts courants marins.

D'origine volcanique, Mayotte présente une altitude qui peut aller jusqu'à 660 mètres. Le relief de l'île est accidenté et se caractérise par de fortes pentes. Par conséquent, la population se concentre sur la bande littorale ou dans les espaces plats de l'île.



Mayotte se caractérise par un climat tropical maritime et connaît deux saisons. L'été austral correspond à la saison des pluies et s'étend d'octobre à mars avec des températures élevées (entre 29 °C et 34 °C) et un taux d'humidité important (environ 85 %). Pendant cette période, Mayotte est exposée à des tempêtes cycloniques dont la puissance est cependant atténuée par sa position à l'ouest de Madagascar. L'hiver austral correspond à la saison sèche et s'étend d'avril à septembre. Pendant cette période, les pluies sont rares et les températures sont plus fraîches (entre 22 °C et 25 °C).

1.2 Contexte institutionnel

Mayotte est un Département et une Région d'Outre-Mer (DROM) depuis le 31 mars 2011 et dispose du statut de région ultrapériphérique européenne (RUP) depuis le 1^{er} janvier 2014.

Avec la loi n° 2001-616 du 11 juillet 2001, Mayotte est devenue une collectivité territoriale dénommée « Collectivité départementale de Mayotte » (CDM). La loi de 2011 prévoyait deux étapes dans le processus de décentralisation. En 2004, l'exécutif de la CDM a été transféré du préfet au président du conseil général, devenu aujourd'hui Conseil Départemental. En 2007, la loi organique n° 2007-223 portant dispositions statutaires et constitutionnelles relatives à l'outre-mer a institué la « collectivité d'outre-mer de Mayotte ».

Une nouvelle étape a été franchie avec la consultation sur le pacte pour la décentralisation organisée le 29 mars 2009. 95,2 % des électeurs se sont prononcés favorablement à une transformation de Mayotte en une collectivité unique appelée département, régie par l'article 73 de la Constitution, exerçant les compétences dévolues aux départements et régions d'outre-mer. Mayotte est ainsi devenue le 31 mars 2011 le 101^{ème} département français.

La transformation statutaire de Mayotte requiert un alignement de son système civil, juridique et réglementaire sur le droit commun.

Persiste un statut civil de droit local au bénéfice de Mahorais ayant conservé leur statut personnel, comme le permet l'article 75 de la Constitution. L'ordonnance n° 2010-590 du 3 juin 2010 portant dispositions relatives au statut civil de droit local applicable à Mayotte et aux juridictions compétentes pour en connaître prévoit que le statut civil de droit local régit l'état et la capacité des personnes, les régimes matrimoniaux, les successions et les libéralités. Le même texte précise les modalités de renonciation à ce statut au profit du statut civil de droit commun.

Outre la révision de l'état civil et la réforme de la justice, cette évolution institutionnelle s'accompagne d'un alignement progressif des minima sociaux et des prestations sociales sur les niveaux hexagonaux⁴, d'une réforme de la fiscalité et de la création d'un Fonds mahorais de développement économique, social et culturel (FMDESC) qui remplace le Fonds mahorais de développement (FMD). La fiscalité nationale s'applique depuis le 1^{er} janvier 2014.

Sous réserve d'adaptations particulières, le Code du travail est désormais applicable à Mayotte depuis le 1^{er} janvier 2018. Un décret du 31 octobre 2018 porte extension et adaptation de la partie réglementaire du Code du travail et de diverses dispositions relatives au travail, à l'emploi et à la formation professionnelle à Mayotte.

Le 8 juillet 2019, le premier contrat de convergence et de transformation (CCT) portant sur la période 2019-2022 a été signé entre l'Etat et les collectivités mahoraises. Ce contrat, prévu par la loi n°2017-256 du 28 février 2017 de programmation relative à l'égalité réelle outre-mer, dite loi *EROM*, définit les grandes priorités d'action du territoire. Il représente la traduction budgétaire des engagements de l'Etat et des collectivités⁵ pris dans le cadre du livre bleu outre-mer, du plan pour l'avenir de Mayotte et du plan de convergence et de transformation.

1.3 Contexte économique et social

1.3.1 Une économie portée par le secteur institutionnel

L'économie de Mayotte est principalement portée par le secteur public, principal contributeur à la création de richesse à Mayotte (51,4 % du PIB). Les sociétés ne représentent en effet que 28 % du PIB.

Le tissu économique mahorais est en grande partie constitué de très petites unités. L'industrie, le commerce de détail et la construction sont les secteurs qui créent le plus de valeur ajoutée. Ils représentent à eux trois 60 % de la valeur ajoutée du secteur marchand. L'économie mahoraise reste toutefois concentrée : 1 % des entreprises réalisent 43 % de la valeur ajoutée totale. Mamoudzou concentre sur son territoire l'essentiel des administrations et 50 % des emplois de l'île.

La croissance repose sur deux moteurs principaux : la commande publique et la consommation finale des ménages et administrations.

Le marché du travail est marqué par une mutation vers une économie de service. Le secteur tertiaire est le premier employeur de l'île, avec 81,9 % des emplois formels en 2015. La part du secteur primaire a diminué entre 2007 et 2012, probablement en lien avec la croissance du secteur informel. L'emploi informel représente environ 20 % de l'emploi total, concentré dans les secteurs du commerce, du BTP et de l'industrie (environ 40 % de l'emploi total dans ces secteurs est lié à une activité informelle)⁶.

La situation des finances publiques des collectivités de Mayotte demeure difficile. Le département et les communes font face à des insuffisances de trésorerie qui peut se traduire par un allongement des délais de paiement. Dans son rapport de décembre 2017, la cour des comptes fait état de la mauvaise gestion du conseil départemental notamment en matière de ressources humaines qui réduit sa capacité à exercer ses compétences, en particulier dans le domaine social, et à développer ses investissements.

1.3.2 Une économie encore en rattrapage, malgré des avancées importantes

Au cours des dernières années, la politique de rattrapage conduite à Mayotte s'est traduite par une croissance économique rapide et par un accroissement du niveau de vie moyen de la population. En 2016, le PIB par habitant s'élevait à 9 220 €, soit une hausse de 16,7 % par rapport à 2011 et de +77,3 % par rapport à 2005. Malgré un rythme de croissance soutenu depuis plusieurs années, le PIB par habitant demeure faible au regard du reste du territoire français. En effet, le PIB de Mayotte est 3,5 fois plus faible que celui de la métropole et représente 43,3 % de celui de La Réunion. En revanche, le PIB par habitant de Mayotte se situe parmi les plus élevés de la zone du sud-ouest de l'océan indien. Il est ainsi treize fois plus élevé que celui des Comores.

Le taux d'équipement de la plupart des ménages mahorais (équipements électroménagers, ordinateurs, téléviseur, véhicules, téléphonie mobile et internet...) se développe, malgré la persistance de disparités territoriales et de revenus très importantes. En particulier, la présence de climatisation devient plus fréquente avec un ménage sur quatre muni de climatiseurs. L'habitat précaire reste toutefois très présent : 39 % des résidences principales sont

⁴ A titre d'illustration, le salaire mensuel minimum net à Mayotte est aligné depuis le 1^{er} janvier 2015 au niveau du SMIC net national (salaire minimum interprofessionnel de croissance), après un processus de rattrapage amorcé en 2007. En raison d'un niveau de charges sociales différent, le rattrapage du SMIC brut mahorais sur le SMIC brut national n'est toutefois pas encore achevé en 2019.

Instauré à Mayotte au 1^{er} janvier 2012 au quart du niveau national, avec un rattrapage progressif prévu au départ sur vingt-cinq ans, le RSA à Mayotte s'établit aujourd'hui à 50 % du montant national.

⁵ Le Conseil départemental de Mayotte, la communauté d'agglomération de Dembeni-Mamoudzou et les communautés de communes du Sud, de Petite-Terre et du Centre-Ouest

⁶ IEDOM, Note expresse n°527, Panorama de Mayotte, septembre 2018

en tôle, en bois, en végétal ou en terre et 59 % des logements (77,4 % en 2007) ne sont toujours pas pourvus des équipements sanitaires de base (accès à l'eau, présence de sanitaires et d'une douche)⁷.

Mayotte souffre également d'un taux de chômage particulièrement élevé, 35 % au 2^{ème} trimestre 2018 selon les statistiques de l'Insee. En effet, alors que le nombre de personnes en âge de travailler augmente, sous l'effet de la croissance démographique soutenue, l'emploi formel est en léger recul.

1.3.3 Une population en forte croissance

Mayotte compte 256 500 habitants, répartis dans 17 communes, selon le recensement de l'Insee de septembre 2017. L'importance de la population illégale rend toutefois difficile le recensement exhaustif de la population. La population a connu une forte croissance entre 2012 et 2017, de 3,8 % par an en moyenne. Le rythme s'est accru par rapport à la période précédente, 2007-2012, où la croissance annuelle était de +2,7 % en moyenne. Au total, la population mahoraise a quasiment doublé en l'espace de 20 ans. Mayotte reste ainsi le département français ayant la plus forte croissance démographique, devant la Guyane (+ 2,4 % par an en moyenne entre 2009 et 2014).

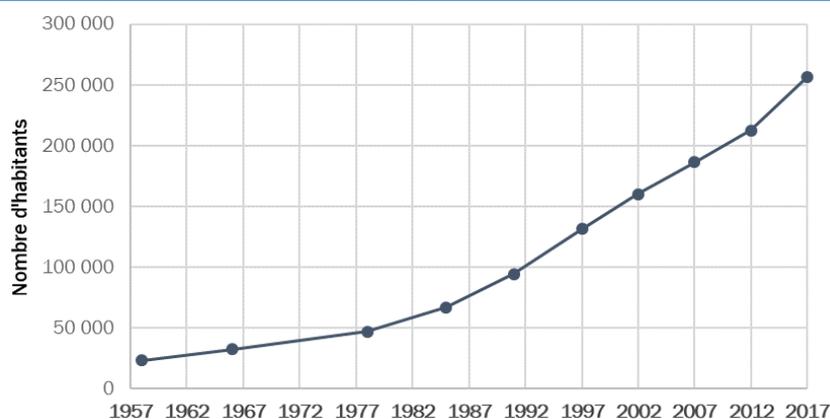
La croissance démographique est portée par une natalité élevée, qui s'explique principalement par un fort taux de fécondité (5,0 enfants par femme en moyenne) et, dans une moindre mesure par un excédent migratoire, du fait d'une immigration importante et essentiellement clandestine en provenance des îles voisines qui est toutefois largement compensée par une augmentation du nombre de jeunes mahorais quittant le territoire pour poursuivre leurs études ou trouver un emploi.

Du fait de ces flux importants, la population de nationalité étrangère est en très forte croissance à Mayotte. L'Insee estime que près d'un habitant sur deux est de nationalité étrangère⁸ (48 % en 2017, soit +8 points par rapport à 2012), majoritairement comorienne.

La densité de population est particulièrement élevée à Mayotte. Avec 690 habitants au km², Mayotte est le département français le plus densément peuplé derrière l'Île-de-France. Les communes de Mamoudzou, Koungou et la Petite-Terre concentrent la moitié de la population.

D'autre part, la population de Mayotte est très jeune : 50 % de la population a moins de 16,7 ans.

Figure 1 – Evolution de la population municipale⁹ à Mayotte



Source : Insee, recensements de la population

1.3.4 Un contexte social complexe

L'immigration irrégulière massive et l'insécurité grandissante à Mayotte ont déclenché une importante crise sociale qui a marqué le début d'année 2018. Au cours du premier semestre 2018, ce mouvement social d'ampleur a paralysé le département de Mayotte pendant plusieurs semaines. En réponse aux revendications exprimées par les Mahorais, l'État a pris des engagements pour développer le territoire et améliorer la vie quotidienne de ses habitants, déclinés en 53 mesures qui constituent le Plan d'actions pour l'Avenir de Mayotte. Le contrat de convergence et de transformation du département de Mayotte, signé au début du mois de juillet 2019, tient compte de ces engagements. L'effort budgétaire consenti pour Mayotte, d'un montant de 1,6 Md€ – financé à 66 % par l'Etat, 24 % par les collectivités (conseil départemental et communes) et 8 % par l'UE – devrait permettre d'accélérer le développement du territoire.

⁷ Insee, Insee premières n° 1737, février 2019

⁸ Dont la moitié serait en situation irrégulière.

⁹ La population municipale comprend les personnes ayant leur résidence habituelle sur le territoire de la commune. Elle inclut les personnes sans abri ou résidant habituellement dans des habitations mobiles recensées sur le territoire de la commune, ainsi que les détenus dans les établissements pénitentiaires de la commune. La population municipale correspond à la notion de population utilisée usuellement en statistique démographique.

Les enjeux prioritaires du contrat de convergences sont les suivants :

- Donner à Mayotte les moyens de déployer des services publics de qualité, notamment en matière d'éducation et de santé ;
- Équiper Mayotte d'infrastructures et d'équipements essentiels au bien-être des habitants (accès à l'eau et à l'assainissement, au sport, à la culture, etc.) ;
- Produire des logements en nombre suffisant pour répondre à la croissance démographique ;
- Désenclaver le territoire en développant l'offre de transports collectifs, le réseau routier, et en dotant Mayotte d'infrastructures portuaires et aéroportuaires garantissant de bonnes conditions de desserte ;
- Préserver l'environnement de Mayotte et prévenir les risques naturels ;
- Soutenir l'activité économique, l'innovation et la création d'emplois.

Les mouvements de contestation ne sont pas rares à Mayotte. En 2011, des manifestations contre l'augmentation du coût de la vie avaient également paralysé l'économie de l'île et conduit à des actes de violences, tout comme en septembre 2014.

1.4 Contexte juridique et normatif

1.4.1 Droit interne

1.4.1.1 Le principe d'assimilation législative

A Mayotte, les lois et textes règlementaires sont applicables de plein droit. La collectivité dispose toutefois de la possibilité, en vertu de l'article 73 de la Constitution, d'adapter ces textes en fonction de ses caractéristiques et contraintes.

Ainsi, l'organe délibérant de Mayotte peut demander une habilitation tendant à adapter des dispositions législatives ou réglementaires existantes (ou une disposition réglementaire à paraître nécessaire à l'application d'une disposition législative existante), dans les matières relevant de ses compétences. A ce jour, Mayotte n'a demandé aucune habilitation tendant à adapter les dispositions applicables en métropole. Par conséquent, le principe d'assimilation législative continue à s'appliquer sur ce territoire.

1.4.1.2 Les spécificités juridiques en matière énergétique

- **La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Mayotte**

Mayotte dispose d'une PPE distincte, élaborée conjointement par le Président du Conseil départemental et le Préfet de Mayotte. Elle est ensuite adoptée par son organe délibérant, puis définitivement fixée par décret. La PPE de Mayotte constitue le volet énergie de son schéma d'aménagement régional (SAR), qui lui-même remplace le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE).

Les PPE contiennent des dispositions spécifiques relatives à la sécurité d'approvisionnement en carburant et en électricité, à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de consommation d'électricité, au soutien des énergies renouvelables et de récupération mettant en œuvre une énergie stable, ainsi qu'au développement équilibré des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire, des réseaux, de l'effacement de consommation, du stockage et du pilotage de la demande d'électricité.

Le décret n° 2017-577 du 19 avril 2017 a fixé la première PPE de Mayotte, dans laquelle figurent des objectifs ambitieux de réduction de la consommation d'énergie et de développement de la production électricité à partir d'énergies renouvelables.

- **Le schéma d'aménagement régional**

Le schéma d'aménagement régional (SAR) de Mayotte remplace le schéma régional climat air énergie (SRCAE).

Il doit comporter les objectifs à moyen terme (dix ans) en matière de développement durable, d'atténuation et d'adaptation aux effets du changement climatique, d'économies d'énergie, de qualité de l'air, de valorisation du potentiel d'énergies renouvelables, de mise en valeur du territoire et de protection de l'environnement.

Y sont également fixés les seuils à atteindre en matière d'énergies renouvelables (EnR), l'implantation des grands projets d'infrastructure, et l'implantation préférentielle des activités relatives aux EnR.

Le SAR de la collectivité de Mayotte est en cours d'élaboration.

- **Compensation des coûts de mise en œuvre des actions de MDE**

Les charges de service public compensent les coûts supportés par le fournisseur historique du fait de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE), dans la limite des surcoûts de production que ces actions permettent d'éviter, les coûts des ouvrages de stockage d'électricité ainsi que les surcoûts d'achats d'électricité.

Pour exemple, afin de déterminer le montant de la compensation, la CRE évalue le coût normal et complet de projets d'actions de MDE entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte.

Par une délibération du 17 janvier 2019, la CRE a adopté les cadres territoriaux de compensation pour les années 2019 à 2023 pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion.

Par une délibération du 29 mai 2019, la CRE a approuvé la compensation des projets de contrats-types qui seront signés avec les porteurs de projets (installateurs, distributeurs ou clients finaux) et applicables dans ces territoires.

- **La spécificité des activités de réseaux**

La distribution d'électricité est assurée par une société concessionnaire de distribution publique d'électricité, Electricité de Mayotte.

- **Les tarifs de vente d'électricité**

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont proposés à toutes les catégories de consommateurs résidant dans les ZNI, dont fait partie la collectivité de Mayotte.

Les TRVE proposés aux consommateurs sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire.

1.4.2 Droit de l'Union européenne

1.4.2.1 Le statut de région ultrapériphérique

Le département de Mayotte est considéré comme une région ultrapériphérique (RUP) depuis le 1^{er} janvier 2014 en application d'une décision n° 2012/419/UE du Conseil européen du 11 juillet 2012. Le droit de l'Union européenne s'applique sans restriction dans les RUP, qui peuvent cependant faire l'objet de « mesures spécifiques » afin de tenir compte, notamment, de leur insularité et de leur superficie. Ces mesures relèvent de la compétence du Conseil, sur proposition de la Commission.

1.4.2.2 Le statut de petit réseau isolé

La nouvelle directive électricité définit, en son article 2, deux types de réseaux pouvant bénéficier de dérogations à l'application de ses dispositions :

- « *petit réseau isolé* » : 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 ;

- « *petit réseau connecté* » : 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 supérieure à 5 % de sa consommation annuelle.

Les États membres peuvent ainsi demander à la Commission l'application de dérogations s'ils démontrent que l'application des dispositions de la future directive entraîne des problèmes importants pour l'exploitation de ces réseaux. Les dérogations accordées peuvent concerner les règles relatives aux réseaux de distribution et de transports (Chapitre IV, V, VI de la nouvelle directive), celles relatives aux autorisations de nouvelles installations de production (article 8) et aux lignes directes (article 7).

Concernant plus particulièrement les petits réseaux isolés, des dérogations à l'application des articles 4 (libre choix du fournisseur d'électricité), 5 (prix de fourniture basés sur le marché) et 6 (accès des tiers) peuvent également être accordées suivant la même procédure.

2. ANALYSE DU SYSTEME ELECTRIQUE MAHOAIS

2.1 Un parc de production électrique marqué par une situation de surcapacité et un déséquilibre géographique

2.1.1 Un parc de production marqué par une situation de surcapacité...

Le parc électrique de Mayotte est constitué de deux centrales thermiques fonctionnant au gasoil détenues et exploitées par EDM : la centrale de Longoni (73,2 MW) située sur Grande-Terre et la centrale des Badamiers (33,6 MW) sur Petite-Terre. Les îles de Grande-Terre et Petite-Terre sont reliées par des câbles sous-marins. Les puissances (de 2,1 MW à 11,3 MW) des moteurs diesels (16 moteurs répartis sur les 2 centrales) permettent une certaine flexibilité pour optimiser l'appel des moyens au regard de ses besoins (fonctionnement en base, en pointe, modulation, réserves rapides). Le parc est complété par des installations photovoltaïques avec et sans stockage pour une puissance cumulée fin 2018 de 15,7 MWc. Une installation de méthanisation de 1 MW produisant de l'électricité à partir du biogaz issu de l'installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND) située sur la commune de Dzoumogné, a été mise en service fin 2018. La capacité installée du parc de production d'électricité à la fin de l'année 2018 s'élève ainsi à **123,5 MW**.

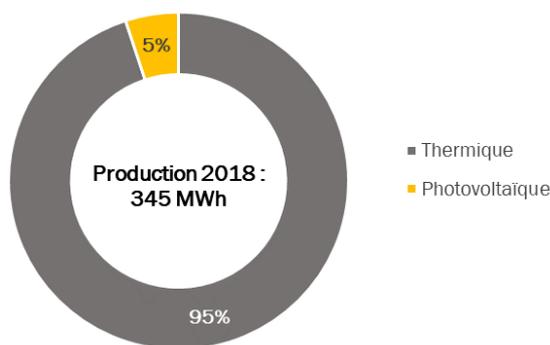
Figure 2 : Parc de production de Mayotte à la fin de l'année 2018



En 2018, l'énergie nette livrée au réseau s'est élevée à 340,3 GWh avec une puissance de pointe maximale de 55,3 MW. On constate une légère saisonnalité de la consommation, avec une consommation plus faible entre juin et octobre durant l'hiver austral où les températures sont plus faibles. La consommation minimale est généralement observée début août, lorsque l'activité de l'île est ralentie du fait des vacances scolaires.

Deux pointes quotidiennes sont observées à Mayotte. La plus importante est celle du soir, comprise entre 18h30 et 21h, liée essentiellement aux usages domestiques et à l'éclairage public. La pointe de mi-journée, entre 8h et 14h30, est quant à elle due à l'activité industrielle, administrative et tertiaire de l'île et à l'usage climatisation. La relative concomitance de la production photovoltaïque avec cette pointe tend toutefois à en faciliter la gestion.

Figure 3 : Mix électrique 2018



Source : Open Data d'EDM

Avec 16,7 MW, les énergies renouvelables représentent 13,5 % de la capacité installée et seulement 5,1 % de la production électrique en 2018. A noter toutefois que la centrale biogaz, mise en service au mois de décembre 2018, n'a quasiment pas produit d'électricité cette même année¹⁰. Le seuil de déconnexion de 30 %, applicable aux énergies intermittentes et fixé par l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, n'a pas été atteint à Mayotte depuis 2013¹¹. Ce seuil a été relevé par la PPE à 32 % depuis 2017.

La place prépondérante des moyens thermiques conduit à un mix électrique très carboné, de plus de 600 g_{eq} CO₂ par kilowattheure produits, soit 10 fois plus qu'en France métropolitaine continentale.

- **Le site de production de la centrale des Badamiers**

La centrale des Badamiers a été mise en service en 1987 et a connu plusieurs extensions depuis (la dernière date de 2002). Elle est constituée de deux tranches, Badamiers I et Badamiers II, de capacités respectives de 8,4 MW et 25,2 MW.

Les 4 moteurs de plus faibles puissances de Badamiers I, les plus anciens, ont été déclassés fin 2017 et début 2019. Les 4 groupes restants, d'une puissance unitaire de 2,1 MW, arrivent en fin de vie et devraient être déclassés en 2024. Toutefois, EDM a fait part à la CRE de sa volonté de prolonger la durée d'exploitation des 4 derniers moteurs de la centrale de Badamiers I jusqu'en 2030, en procédant à un « grand carénage ». Le déclassement de la centrale de Badamiers II, plus récente et composée de 4 moteurs¹², n'interviendra quant à elle pas avant 2031. EDM envisage également de prolonger son exploitation au-delà de sa durée de vie technique.

Il est à noter que les deux centrales ont été construites sans dispositif de traitement des fumées permettant le respect de valeurs limites d'émission auxquelles il est toutefois possible de déroger sous certaines conditions. Le maintien en exploitation jusqu'aux dates initialement prévues ou le prolongement au-delà devrait ainsi rendre nécessaire les travaux permettant de mettre à niveau le traitement des fumées. Aujourd'hui, la centrale de Badamiers I ne bénéficie pas d'une autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement et fonctionne par dérogation. La centrale de Badamiers II bénéficie quant à elle d'une autorisation d'exploiter provisoire. Pour régulariser la situation, EDM a déposé au mois de mai 2017 un dossier de demande d'autorisation d'exploiter pour les deux centrales, aujourd'hui en cours d'instruction par la DEAL.

Recommandation 1. : La CRE demande que le statut de la centrale de Badamiers soit clarifié avant d'envisager une poursuite de l'exploitation des moteurs de Badamiers I et II au-delà de 2024. En effet, les exigences qui pourraient être imposées par la DEAL (en termes de pollution, de bruit ...) pourraient être déterminante dans l'analyse de la pertinence de la poursuite de leur exploitation.

- **Le site de production de la centrale de Longoni**

La centrale de Longoni est constituée de deux tranches, Longoni I et II. La première (Longoni I), mise en service en janvier 2009, comprend 5 groupes diesels de 7,9 MW chacun. La 2^{ème} tranche, d'une capacité de 33,9 MW, a été mise en service en 2015 pour faire face à la forte croissance de la consommation. Elle est constituée de 3 groupes diesels de puissance unitaire 11,3 MW.

Les deux tranches sont équipées de systèmes de dépollution et de dénitrification des fumées conformes aux normes environnementales en vigueur. Le site de Longoni dispose d'un centre de production d'urée liquide utilisée

¹⁰ Sa production nominale ne sera atteinte qu'à l'issue de sa montée en charge, liée à la production progressive de biogaz issu des déchets, qui devrait être finalisée fin 2021.

¹¹ Arrêté du 23 avril 2008 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

¹² Deux moteurs de 5,3 MW et deux de 7,3 MW.

dans le système de traitement des fumées. Le dimensionnement de cette installation permet d'envisager l'alimentation en urée de la centrale de Badamiers, si cette dernière s'équipait d'un dispositif de traitement des fumées.

Figure 4 : Site de production de Longoni et Badamiers



Centrale de Longoni



Centrale de Badamiers

Depuis la mise en service de Longoni II, le système électrique de Mayotte **est aujourd'hui surcapacitaire en moyen de production de base**. La puissance moyenne appelée et la consommation de pointe s'établissent respectivement à 37,4 MW et 55,3 MW alors que l'ensemble des moyens de production commandables (centrales d'EDM) apportent une puissance de 106,8 MW¹³.

2.1.2 ...mais une absence de moyen de production adapté à une utilisation en pointe

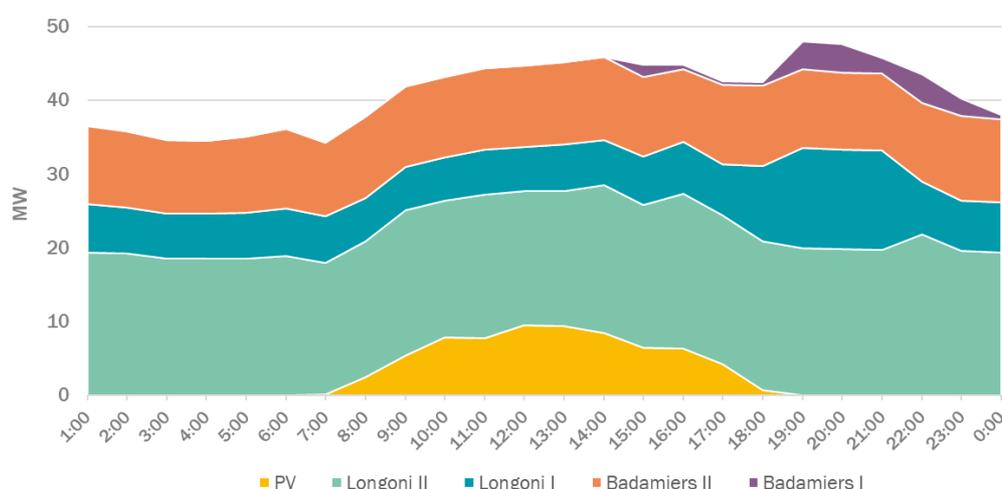
Contrairement aux autres territoires insulaires, le parc de Mayotte ne comprend aucun moyen de production adapté à une utilisation à la pointe (turbine à combustion, barrage avec gestion de stock). Le parc thermique est composé d'une unique technologie de production, des moteurs à combustion diesel semi rapides, laquelle n'est pas particulièrement adaptée à ce fonctionnement.

En l'absence de moyens de pointe, EDM utilise les petits moteurs de la centrale de Badamiers I, plus flexibles et plus rapides à démarrer, pour assurer les pointes de consommation. Ces derniers sont également utilisés pour gérer les intermittences rapides liées à la production photovoltaïque. En effet, les moteurs de petite puissance permettent d'ajuster au mieux la production à la demande et évitent de faire fonctionner les moteurs de plus grande puissance en dessous de leur charge nominale (70 % de leur puissance nominale pour les moteurs de Longoni), mais au prix de nombreux arrêts-démarrages de ces petits moteurs (voir infra).

EDM établit quotidiennement et manuellement le programme d'appel des moyens de production en tenant compte de leur disponibilité respective, de l'objectif de réserve primaire et de l'ordre de mérite (classement des groupes en fonction de leur coût marginal de production). EDM optimise également la production des moteurs afin d'étaler les visites majeures des différents groupes. Ainsi, les moteurs de Longoni II présentant la consommation spécifique la plus faible et les coûts de production les moins élevés sont utilisés en base, complétés par les moteurs de Longoni I et Badamiers II. Les moteurs de Badamiers I sont quant à eux utilisés pour assurer l'équilibre du système. EDM impose également qu'une partie de la production soit assurée par les centrales de Badamiers pour garantir une production minimale sur Petite-Terre en cas de problème sur les câbles sous-marins.

¹³ Ces moyens ne sont toutefois pas toujours tous disponibles simultanément. Avec un coefficient de disponibilité moyen de 85 % ces moyens de base apportent en espérance 90,8 MW.

Figure 5 : Exemple d'empilement des moyens de production sur une journée ouvrée



Source : EDM – Analyse CRE

L'analyse du fonctionnement des groupes de production d'EDM sur l'année 2018 met en évidence la situation surcapacitaire actuelle du parc et le fonctionnement des moteurs de Badamiers I à la pointe. Les moteurs de Longoni II, les plus sollicités, présentent un taux d'appel de 52 % (soit environ 4 500 heures équivalent pleine puissance) ce qui reste faible pour un moyen de base. Les groupes de Badamiers I présentent un facteur de charge de 21 % (moins de 1 800 heures de fonctionnement à pleine puissance) ce qui se rapproche de l'utilisation d'un moyen adapté à la pointe.

Moyen de production	Part dans la production thermique	Facteur de charge (en %)	Heure équivalent pleine puissance (Hepp)
Badamiers I	4 %	21 %	1 796
Badamiers II	16 %	24 %	2 105
Longoni I	32 %	31%	2 695
Longoni II	47 %	52 %	4 529

L'utilisation des moteurs de la centrale des Badamiers I en moyen de production lors de la pointe a engendré un vieillissement prématuré de ces équipements, qui réduit la disponibilité de ces moteurs. En effet, cette utilisation induit un nombre important d'arrêts et de démarrages de ces moteurs. A titre d'illustration, les 4 moteurs de Badamiers I ont subi en moyenne sur les années 2017 et 2018 plus de 300 démarrages. Les visites majeures effectuées sur les moteurs de Badamiers I au cours de l'année 2018 ont ainsi révélé une usure prématurée des moteurs (au regard de leur temps de fonctionnement et des prescriptions techniques du fournisseur) ce qui a nécessité des maintenances plus importantes que prévues. D'autre part, ces démarrages quotidiens pour de courtes périodes entraînent une consommation spécifique importante.

EDM envisage ainsi d'investir massivement sur un grand nombre d'équipements de la centrale dans les mois à venir, afin de pallier le manque de disponibilités de Badamiers. Ces investissements s'inscrivent également dans la perspective d'un prolongement de la durée d'exploitation des moteurs de Badamiers I au-delà de 2024.

Recommandation 2. Compte tenu du risque de coûts échoués, la CRE demande à EDM de lui transmettre un bilan détaillé des investissements nécessaires avant d'engager des travaux conséquents sur la centrale de Badamiers. De manière générale, la CRE rappelle que les événements et décisions susceptibles d'affecter de manière significative les charges de service public de l'énergie doivent être portés à sa connaissance dans les meilleurs délais.

L'opportunité de tels investissements doit être étudiée au regard de la moindre sollicitation de ces moyens de production avec l'introduction des dispositifs de stockage dès 2021 et la possibilité d'un arrêt de Badamiers I en 2024 (en l'absence de l'obtention de son autorisation d'exploiter). Selon les analyses de la CRE, le développement du stockage pourrait remettre en cause la pertinence de prolonger Badamiers I (cf. partie 5). C'est pourquoi, elle demande à EDM de lui transmettre au plus vite sa meilleure estimation du coût de ce « grand carénage » afin qu'elle puisse évaluer la pertinence économique d'engager ce chantier. Pour ce faire, la CRE demande à EDM de préciser :

- (i) les investissements nécessaires pour maintenir la production de la centrale de Badamiers I jusqu'à sa fin de vie technique (2024) ainsi que les coûts de maintenance associés.

- (ii) les nouveaux investissements envisagés par EDM pour prolonger son fonctionnement jusqu'en 2030 ainsi que les coûts de maintenance associés.

En outre, pour toutes ses centrales existantes qui ne font pas l'objet d'un protocole interne, la CRE demande au fournisseur historique de fournir chaque année à la CRE son programme de réinvestissement sur les 5 prochaines années (ou plus si les travaux prévus durent davantage). Pour les investissements que la CRE juge significatifs, le fournisseur historique devra transmettre une note présentant les travaux et détaillant les coûts prévisionnels. Ces montants seront soumis à la révision des capex selon les mêmes principes que ceux appliqués dans le cadre des contrats de gré-à-gré. La CRE attend à ce titre une note présentant les nouveaux investissements à réaliser sur la centrale de Badamiers II, dont notamment la mise en place d'un système de traitement des fumées afin de poursuivre son exploitation jusqu'en 2030.

Cette demande vaut également pour les opérations de démantèlement.

2.1.3 La présence d'au moins deux pôles de production apparaît nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire

Le système électrique mahorais est structuré autour de deux pôles de production d'énergie stables, situés à Longoni, au Nord-Est de Grande-Terre, et à Badamiers, sur Petite-Terre.

La consommation est quant à elle concentrée :

- sur les communes de Mamoudzou et Koungou, au Nord-Est de Grande-Terre, pôle d'activité économique de l'île qui représente 50 % de la consommation ;
- sur Petite-Terre qui représente environ 15 % de la consommation de l'île et qui comprend des sites de consommation stratégiques tels que l'aéroport, une usine de dessalement d'eau de mer, l'hôpital, la préfecture et des installations militaires. En cas de problème sur le réseau, Petite-Terre est à ce titre une des dernières zones à être délestée.

La sécurisation de l'alimentation de ces sites sensibles se traduit aujourd'hui par le fonctionnement en permanence d'au moins un des moteurs de Badamiers pour garantir une production minimale sur Petite-Terre en cas de problème sur les câbles sous-marins. De la même façon, afin de limiter le manque de puissance sur Grande-Terre en cas de découplage des câbles, une autre contrainte consiste à limiter la production des groupes de Badamiers à 20 % de la production totale.

La première contrainte peut conduire à des coûts de production plus importants, liés au non-respect de l'ordre de mérite (la centrale de Badamiers, plus ancienne présente des coûts variables de production plus importants). Le vieillissement des câbles sous-marins et leur manque de fiabilité justifient selon EDM ce plan de conduite.

La centrale de Badamiers apparaît ainsi structurante pour l'équilibre du système en ce qu'elle permet d'équilibrer les centres de production et de consommation et limite les risques de blackout liés à une concentration de l'ensemble des moyens de production en un seul lieu. La CRE considère qu'il est préférable de privilégier une diversification des implantations géographiques sur le territoire pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

La centrale de Badamiers II, dont la fin d'exploitation est envisagée à horizon 2031¹⁴, permettra de garantir une production à Petite-Terre, indépendamment de la question de prolongation de Badamiers I. Toutefois, la question de l'investissement dans un nouveau moyen de production à Petite-Terre devra se poser au moment de son déclassement. En effet, les deux projets prévus par la PPE pour assurer la sécurité d'approvisionnement à horizon 2023 sont tous deux situés sur le port de Longoni, ce qui viendra renforcer la concentration de la production au nord-est de Grande-Terre.

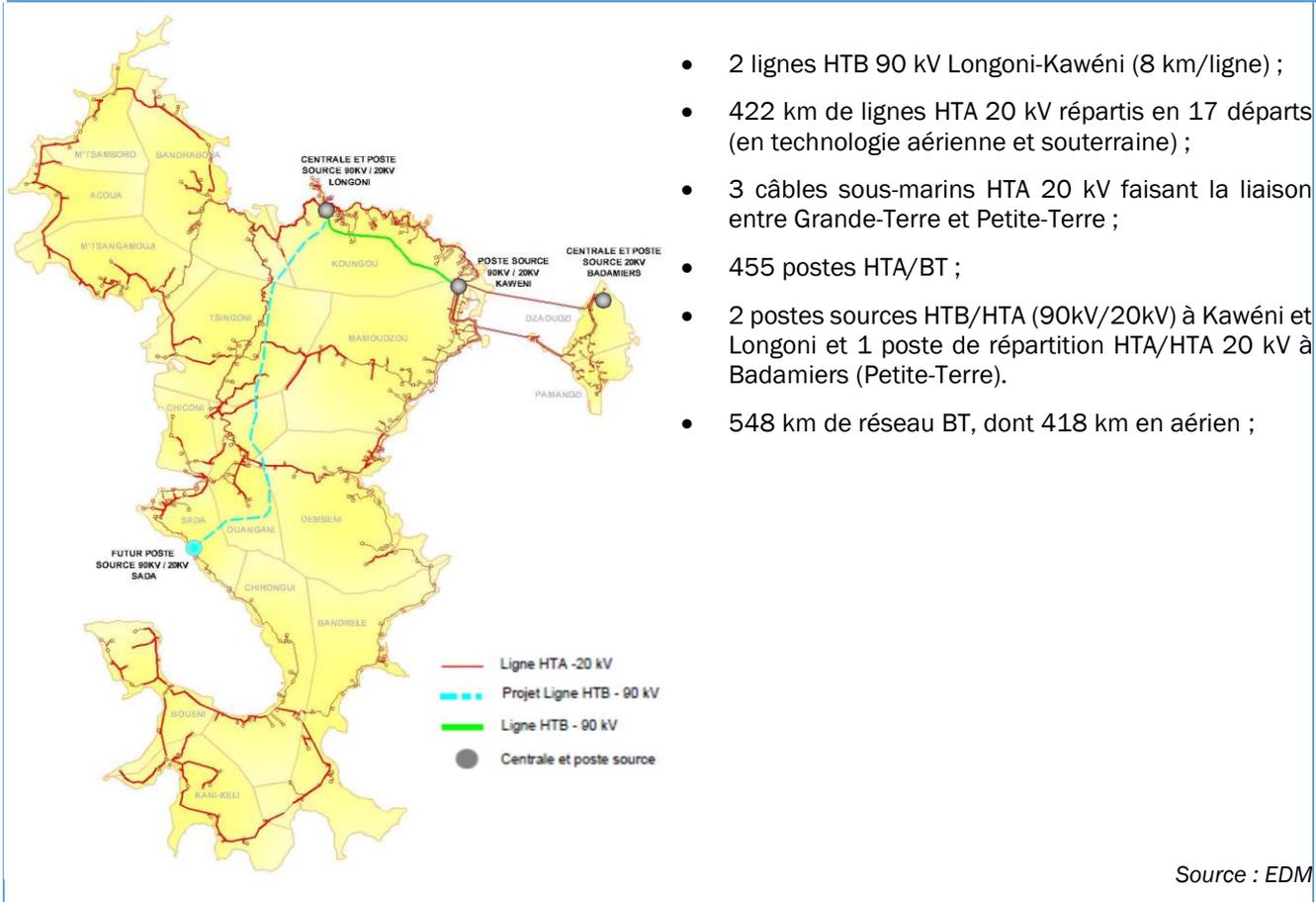
2.2 Une gestion efficace du système électrique, nécessitant toutefois des améliorations

2.2.1 Des investissements importants, en cours de réalisation, permettront d'améliorer la fiabilité du réseau

Le transport de l'électricité à Mayotte est actuellement majoritairement assuré en tension de 20 kV, utilisée habituellement pour la distribution. Seul le transport du site de production de Longoni vers Mamoudzou (poste source de Kawéni) est assuré par deux lignes HTB de 90kV (double termes). La mise en service de cette ligne en 2015 a permis d'améliorer considérablement la qualité de fourniture au nord de l'île. A la fin de l'année 2018, la structure du réseau électrique était la suivante :

¹⁴ Il convient de noter qu'EDM envisage d'étudier, à l'instar de Badamiers I, un prolongement de l'exploitation de Badamiers II au-delà de 2031.

Figure 6 : Le réseau électrique de Mayotte



EDM exploite l'ensemble du réseau mahorais. En revanche, c'est le conseil départemental qui assure la maîtrise d'ouvrage s'agissant des extensions et renforcements du réseau basse tension pour la grande majorité de l'île. En effet, en milieu rural, ce sont les collectivités territoriales et non le concessionnaire qui ont la responsabilité de la réalisation et du financement du renouvellement et du développement des réseaux. Dans les départements d'outre-mer, le classement des communes en régime urbain ou rural est directement défini par le décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013. Pour le département de Mayotte, il s'agit de l'ensemble des communes à l'exception de Mamoudzou (villages de Mamoudzou, M'Tsaperé, Kaweni et Cavani).

Afin d'éviter une coupure généralisée, il existe aujourd'hui quatre seuils de délestage fréquence-métrique. Quatre départs de 20 kV sont affectés à chacun de ces seuils. Aujourd'hui, les caractéristiques du réseau – constitué de départs HTA très longs et chargés – ne permettent pas de remettre sous tension un départ dans sa totalité après un délestage. Dans une telle situation l'appel de puissance serait trop fort et pourrait entraîner des chutes de fréquence et des déclenchements. Le redémarrage se fait donc progressivement tronçon par tronçon.

Pour faire face à l'augmentation de la consommation et pallier les contraintes du réseau, des renforcements importants du réseau sont nécessaires dans les prochaines années. La création de deux nouvelles lignes HTB 90kV reliant Longoni à Sada et Kawéni à Sada (sur le même tracé) ainsi que d'un nouveau poste source à Sada constitue un des principaux projets de développement d'EDM aujourd'hui. Le relief de l'île et l'absence d'une liaison HTB reliant le sud de l'île impose en effet de très longs départs et entraîne des chutes de tension pour les clients situés en bout de ligne. La mise en service de ces nouvelles lignes prévue début 2021 devra ainsi permettre de sécuriser l'alimentation de l'île et d'améliorer la qualité de fourniture, notamment dans le sud. Ce projet permettra d'augmenter le réseau HTB de l'île, qui passera ainsi de 16 km de lignes HTB à 52 km.

Outre ce projet structurant, EDM prévoit dans les 5 prochaines années des investissements pour renforcer le réseau et le rendre plus robuste. Il s'agit notamment de la création de nouvelles lignes HTA, de travaux d'enfouissement des lignes aériennes existantes ainsi que d'un vaste programme de mise en conformité du réseau basse tension et de lutte contre les rétrocessions. Ces investissements devraient contribuer à améliorer la durée moyenne des coupures pour les clients (critère B). Les dépenses prévisionnelles d'EDM sur la période 2018-2021 sont détaillées

dans la délibération de la CRE du 19 juillet 2018 sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)¹⁵.

Afin d'améliorer sa qualité de fourniture, EDM a également engagé un plan de sensibilisation des entreprises sur les agressions d'ouvrage et mis en place un système de pénalités financières pour limiter les coupures liées à ce type d'incidents.

Compte tenu de la situation particulière du territoire de Mayotte, et en particulier les besoins significatifs de refonte du réseau pour permettre sa sécurisation, la CRE a décidé de prendre en compte, pour déterminer les niveaux de dotation du FPE sur la période 2018-2021, la totalité des charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par EDM sur cette période au titre des projets de mise en conformité du réseau BT et de la lutte contre la rétrocession et la fraude. L'opérateur indique que ces deux projets vont être menés sur une période d'environ 8 ans.

2.2.2 EDM doit également s'équiper de nouveaux outils pour améliorer la gestion du système électrique

Outre ces projets de renforcement du réseau, EDM travaille à l'amélioration de l'observabilité et du pilotage du réseau. EDM s'équipe progressivement d'outils et d'équipements permettant de mieux connaître l'état du système électrique afin d'améliorer la téléconduite du réseau et sa réactivité.

Afin de faciliter la remise en état du réseau à la suite d'un incident, EDM déploie des organes de manœuvre télécommandés (OMT) permettant d'effectuer des manœuvres à distance sur le réseau. L'objectif est de réalimenter plus rapidement les clients en cas d'incident en facilitant la recherche de défauts. EDM poursuit également le développement de son propre réseau de fibre optique pour fiabiliser les télécommunications et la commande des OMT.

De manière à faciliter l'exploitation et la maintenance du réseau, des indicateurs de défauts lumineux (ILD) communicants sont déployés pour améliorer la connaissance du réseau et sa réactivité face aux incidents. EDM est également en cours d'acquisition d'un nouveau logiciel plus performant (PowerFactory) pour l'analyse et la simulation des comportements et contraintes du réseau.

Concernant l'équilibre offre-demande, EDM souhaite s'équiper de nouveaux outils afin d'optimiser son pilotage et d'anticiper les futures évolutions du système. EDM souhaite disposer d'un outil moderne et complet de conduite du système électrique intégrant de nouvelles fonctionnalités comme la prévision météorologique pour améliorer la prévision de la production intermittente, la gestion prospective de l'évolution de la demande, la déconnexion automatique des producteurs intermittents ou encore la gestion des informations de monitoring d'ouvrages et d'accessoires. Le projet devra apporter des solutions à l'ensemble des nouvelles problématiques auxquelles EDM devrait être confronté dans les prochaines années à savoir : prévision de la demande et de l'intermittence photovoltaïque, pilotage par le coût des centrales (ordre de mérite) appartenant pour certaines à des producteurs tiers, pilotage de l'effacement... Cet outil devra permettre d'optimiser le système électrique en aidant les dispatcheurs dans la prise de décisions pour assurer l'EOD. En effet, aujourd'hui le dispatcheur dispose simplement du suivi de la fréquence et de l'état du réseau ainsi que d'un outil Excel (Bulletin d'Information du Système Electrique, BISE) pour effectuer la programmation de la production et assurer l'EOD.

Toutefois, la mise en place d'un tel outil va nécessiter un vaste plan de formation pour accompagner sa prise en main par les dispatcheurs. En effet, cela constitue un profond changement des méthodes de travail qui résident aujourd'hui dans l'engagement optimal des moteurs diesel de Longoni et de Badamiers.

Recommandation 3. La CRE encourage EDM à continuer les travaux entrepris pour se doter d'outils performants sur la conduite et l'optimisation de la gestion de l'équilibre offre-demande et à mettre en place un accompagnement pour assurer la montée en compétence de ses agents.

Enfin, le développement des énergies renouvelables va entraîner une multiplication des sites de productions et demandera à EDM de faire évoluer ces outils et son organisation afin d'être en capacité d'accueillir et de gérer ces nouveaux producteurs.

En effet, aujourd'hui EDM délègue ces études de raccordement (rédaction des PTF) à EDF SEI, ce qui entraîne parfois des temps de réponse importants. EDM souhaite ainsi réaliser ces études en interne, avec l'acquisition de son nouvel logiciel. La gestion de ces nouveaux contrats en obligation d'achat ou en gré à gré va nécessiter, selon EDM, une augmentation de ses ressources. En effet, fin 2018, EDM assurait la gestion de 82 contrats d'obligation d'achats et n'avait signé aucun contrat de gré à gré.

Face au développement de la production décentralisée, EDM se trouvera confronté à de nouveaux besoins s'agissant de l'observation et de la commande des sites de production raccordés sur son réseau. EDM dispose aujourd'hui d'un seul dispositif d'échanges d'informations d'exploitation (DÉIE) sur son réseau. L'objet du DÉIE est

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé.

de permettre la transmission immédiate des informations et demandes d'action nécessaires à une conduite à la fois fiable et réactive du réseau HTA. Ainsi, l'arrivée de nouveaux sites de production importants va nécessiter l'installation de DEIE et une montée en compétence des équipes d'EDM pour piloter ces nouvelles installations, détenues par des producteurs tiers.

2.2.3 Un meilleur suivi des consommations et des coûts de fonctionnement de ses installations doit être mis en place

EDM a entrepris au premier semestre 2018 une démarche de certification ISO 50001 visant à améliorer la performance énergétique de l'entreprise par la mise en place d'un système de management de l'énergie. EDM a ainsi identifié les cibles prioritaires et élaboré un plan d'actions visant à réduire ses consommations énergétiques et ses charges d'exploitations.

Dans ce cadre, EDM mène actuellement plusieurs actions pour réduire la consommation électrique de ses locaux (installation de détecteurs de présence et de lampes LED, optimisation des climatiseurs...) et de ses auxiliaires de production. A cette fin, EDM a mis en place un suivi des consommations électriques des auxiliaires de Longoni et pris des mesures afin de réduire leur consommation, en asservissant par exemple leur fonctionnement à celui des moteurs.

Un autre axe d'amélioration consiste à mettre en place un suivi de la consommation spécifique de ces moteurs et à fiabiliser les dispositifs de comptage existants. En effet, EDM ne dispose pas aujourd'hui d'un suivi précis des consommations spécifiques des moteurs et des consommables. EDM ne dispose pas de mesure fiable de la quantité de combustible effectivement consommée (absence de compteur sur le circuit de retour mesurant la quantité de carburant non injecté) et suit simplement la consommation globale de carburant au niveau de chaque tranche à Longoni et au niveau de la centrale de Badamiers. L'établissement d'une connaissance fine sur l'évolution de la consommation spécifique des moteurs en fonction de leur charge – qui nécessite également qu'EDM fiabilise ses mesures de la production électrique brute des moteurs, permettra une meilleure modélisation des coûts variables des installations et une optimisation plus fine de leur appel.

La mise en place d'un monitoring précis rendra plus simple la détection de défaut ou de fuites.

La mise en place d'une injection variable sur les groupes de Badamiers destinés à fonctionner encore plusieurs années, doit également être étudiée afin de réduire les coûts. Aujourd'hui, la quantité excédentaire de fioul injectée quand les moteurs tournent à faible puissance n'est pas brûlée mais est mélangée avec les fluides d'échappement.

Le réseau de Mayotte présente des pertes électriques faibles, inférieures aux pertes constatées dans les autres ZNI. A titre d'illustration, le taux de pertes d'EDM s'élevait à 7,4 % en 2018, contre 8,9 % en Martinique et 13,1 % en Guadeloupe. EDM a indiqué à la CRE qu'il menait actuellement des analyses afin de vérifier la fiabilité de la comptabilisation de l'énergie nette livrée au réseau, et le calcul des pertes qui en découle. En effet, le taux de pertes constaté, faible au regard des caractéristiques du territoire, a incité EDM à mener une réflexion sur la fiabilité de ces mesures.

Recommandation 4. La CRE demande à EDM d'accélérer ses travaux sur la connaissance des consommations spécifiques des groupes en fonction de leur plage de fonctionnement afin de disposer de données fiables pour optimiser l'appel des groupes et ainsi minimiser les coûts de production du système.

La CRE demande par ailleurs à EDM de continuer ses travaux de réduction de ses consommations énergétiques, et notamment des consommations spécifiques, dans une optique de réduction de ses coûts et donc des charges de service public de l'énergie. La CRE demande à EDM de lui remettre un rapport en juin 2020 sur la mise en œuvre de ces actions.

De manière générale, il est nécessaire qu'EDM améliore et fiabilise le monitoring de ses installations (production électrique brute, consommation des auxiliaires, consommables, production injectée sur le réseau...) et le calcul des pertes de son réseau.

2.2.4 La gestion du système électrique doit être améliorée afin de minimiser les coûts de production

Outre le manque de monitoring des installations, la mission de la CRE a mis en évidence l'application d'un certain nombre de contraintes dans la gestion d'EDM du système électrique pouvant conduire à un renchérissement des coûts de production.

Concernant l'équilibre du système, EDM impose, comme cela a été détaillé en partie 2.1.2, une production minimale sur Badamiers à tout instant, pour alimenter Petite-Terre en cas de problème sur les câbles sous-marins.

D'autre part, EDM établit aujourd'hui la priorité d'appel de ces groupes en tenant compte d'un programme de maintenance établi de telle manière à limiter leur fonctionnement à 6 000 heures par an. Cette contrainte d'exploitation permet une meilleure organisation et répartition de la maintenance sur l'année mais conduit à considérer une

disponibilité des groupes de seulement 68 %. La moindre sollicitation des groupes de Longoni II, les moins chers¹⁶, tend à augmenter les coûts de production et donc les charges de SPE.

L'organisation des maintenances et les effectifs associés ne permettent pas aujourd'hui à EDM d'envisager des maintenances plus rapprochées pour s'affranchir de cette contrainte. Toutefois, l'application d'une telle contrainte, rendue possible du fait de la situation actuellement surcapacitaire du parc, devra être révisée dans les prochaines années. En effet, compte tenu de la croissance anticipée de la consommation, EDM doit se préparer à une sollicitation plus importante de ses moyens de production et devra par conséquent revoir son organisation afin de raccourcir les phases de maintenance de ses groupes et en améliorer la disponibilité pour assurer l'équilibre du système. EDM va ainsi tester fin 2019 sa capacité à réduire de moitié la durée de ses visites majeures.

Pour assurer la stabilité du système et éviter des délestages trop fréquents, EDM exploite son réseau sur une plage de fréquence comprise entre 50,10 Hz et 50,25 Hz, au lieu de 50 Hz. L'exploitation du système à une fréquence plus élevée permet d'éviter que les baisses rapides de production photovoltaïques, par exemple lors d'un passage nuageux, conduisent à des délestages. Selon EDM, l'impact de cette marge de sécurité sur la production d'électricité et par conséquent la consommation de carburant est très limité. Dans la perspective de la mise en service de moyens de stockage centralisés assurant un service de régulation de fréquence, EDM envisage de ramener la consigne suivant les standards des autres GRD, soit 50,0 Hz.

La mise en place d'un délestage à dérivée de fréquence pourrait en outre être étudiée afin d'assurer l'efficacité du délestage.

Enfin, pour assurer la stabilité du système et pallier le manque de fiabilité de moteurs de Badamiers, EDM maintient en permanence les moteurs de Longoni à chaud, prêts à démarrer. Cela permet de réduire le temps de couplage de ses moteurs au réseau et maintenir la stabilité du réseau en cas de contingence mais cela engendre en contrepartie une surconsommation des auxiliaires. La CRE considère toutefois que la comparaison doit être faite entre les coûts économiques et écologiques du maintien à chaud par rapport au coût de la surchauffe depuis une situation à froid.

Recommandation 5. EDM a d'ores et déjà entrepris un certain nombre de mesures afin d'améliorer sa gestion du système électrique. Toutefois, la CRE a identifié d'autres axes d'amélioration qui permettraient de minimiser les coûts de production et ainsi les charges de SPE. En effet, la mission de la CRE a mis en évidence l'application d'un certain nombre de contraintes dans la gestion du système électrique par EDM pouvant conduire à des coûts de production plus élevés. Eu égard à leurs impacts sur les charges de service public, la CRE demande à EDM de mener une analyse de la pertinence et des conséquences financières qui découlent de la mise en œuvre des mesures suivantes :

- (viii) Équilibrer le système électrique de telle manière à assurer le maintien de la fréquence au-delà de 50 Hz (entre 50,1 et 50,2 Hz) ;
- (ix) Maintenir en permanence au moins un des groupes de Badamiers en fonctionnement ;
- (x) Maintenir à chaud, prêt à démarrer les moteurs de Longoni ;
- (xi) Limiter le fonctionnement de ses centrales à 6000 h par an ;

Sur ce dernier point, la CRE demande à EDM de continuer son travail sur l'organisation et la conduite des maintenances afin de réduire leur durée et ainsi garantir un temps de fonctionnement plus important des différents groupes sur une année. Elle demande à EDM de lui remettre d'ici juin 2020 un document présentant sa stratégie – et les éventuels surcoûts d'exploitation associés – pour atteindre en quelques années des taux de disponibilité de l'ordre de 85-90 % sur les groupes les plus récents.

3. ANALYSE DE LA CONSOMMATION

3.1 Une croissance de la consommation inéluctable

3.1.1 Une croissance dont l'ampleur est difficilement prévisible

La croissance de la consommation d'électricité à Mayotte repose principalement sur deux facteurs : une croissance démographique soutenue et un accroissement du taux d'équipement des ménages.

Selon le dernier recensement de l'Insee, la population continue d'augmenter à un rythme soutenu, porté par des flux migratoires importants et une forte natalité. Cette forte natalité est le résultat d'un taux de fécondité élevé couplée à une population très jeune (cf. partie 1.3.3). Alors qu'il avait été divisé par deux entre 1978 et 2012, le taux de fécondité est aujourd'hui en nette progression par rapport à 2012 (5,0 enfants par femme en 2017 contre 4,1 en 2012).

¹⁶ Les écarts de coûts entre les différents groupes s'échelonnent entre une et plusieurs dizaines d'euros du mégawattheure.

Concernant le taux d'équipement des ménages, Mayotte reste en retard par rapport aux autres ZNI. L'augmentation du taux d'équipement présente donc un potentiel d'évolution important et ce d'autant que le pouvoir d'achat devrait augmenter dans le cadre du processus de convergence lié à la départementalisation. A titre d'illustration du potentiel de rattrapage, seul un quart des logements dispose d'eau chaude sanitaire et de climatisation. A noter également que de nombreux ménages utilisent encore le pétrole ou le bois pour cuisiner.

L'amélioration de l'efficacité énergétique au travers du renforcement des actions de MDE – qui permettra de limiter l'impact énergétique du rattrapage mais pas de faire baisser la consommation comme cela peut être le cas dans une économie plus avancée – et une sensibilisation renforcée sur la maîtrise de la natalité apparaissent ainsi comme des leviers importants pour contenir la croissance de la consommation.

Dans une moindre mesure, la progression du taux d'accès à l'électricité contribue également à l'augmentation de la consommation. Selon l'Insee, 10 % des résidences principales étaient dépourvues d'électricité en 2017. La progression de l'accès à l'électricité se heurte aujourd'hui à deux difficultés. D'une part, les zones d'habitat illégal ne peuvent pas être électrifiées¹⁷. D'autre part, les investissements pour l'électrification et le renforcement du réseau en zone rurale n'ont pas été suffisants pour suivre les besoins croissants liés au développement rapide de ces zones¹⁸. Par conséquent, les zones rurales souffrent aujourd'hui du retard dans le développement du réseau électrique. Dans les faits, eu égard à l'évolution démographique de ces dernières années, la totalité des communes de Mayotte ont dépassé le seuil de 2 000 habitants et leur statut devrait être considéré en zone urbaine.

Recommandation 6. Une solution consistant à transférer la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification et de renforcement du réseau en zone rurale, aujourd'hui de la responsabilité du Département de Mayotte, au gestionnaire de réseau, devrait être envisagée afin de rattraper les retards constatés en la matière. A cet égard, une modification du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 pourrait être initiée afin de modifier le périmètre des communes situées aujourd'hui en zone rurale. La totalité des communes de Mayotte serait alors classée en zone urbaine et la maîtrise d'ouvrage des travaux de raccordement serait alors redéfinie pour être assurée par EDM en zone rurale. Ces investissements et les charges d'exploitation induites entreraient dès lors dans le périmètre du fonds de péréquation de l'électricité.

A tout le moins, ces travaux devraient faire l'objet d'une meilleure coordination avec les services de l'Etat et le gestionnaire de réseau afin d'identifier au mieux les besoins.

L'évolution de la demande dépend également fortement de l'activité économique et du développement des infrastructures publiques, qui sont susceptibles de s'accélérer avec la mise en œuvre du contrat de convergence et de transformation (cf. partie 1.3.4).

Si la croissance de la consommation d'électricité paraît inévitable, l'ampleur de son évolution qui dépend de nombreux facteurs est très difficile à appréhender à moyen ou long terme.

3.1.2 Ces incertitudes conduisent à des trajectoires d'évolution de la consommation contrastées

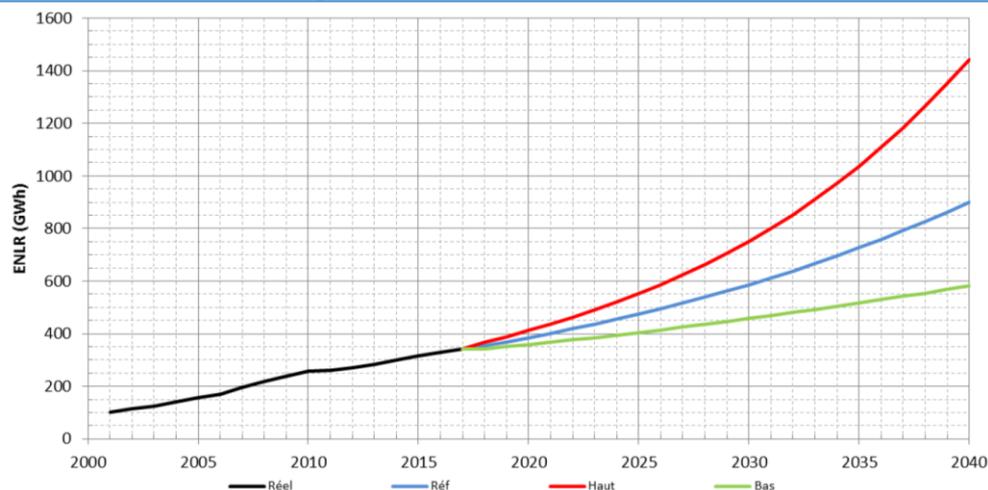
Dans son bilan prévisionnel EDM considère 3 scénarii d'évolution de la demande. Ces scénarii ont été mis à jour en 2018 sur la base d'une étude réalisée par EDF R&D au deuxième trimestre 2018. Les 3 scénarii étudiés sont les suivants :

- **Scénario de référence**, à caractère tendanciel ;
- **Scénario Haut**, basé sur les hypothèses hautes d'augmentation du PIB et de population et sur une trajectoire tendancielle pour la MDE ;
- **Scénario Bas**, fondé sur des hypothèses basses pour le PIB et la population et une trajectoire de MDE renforcée.

¹⁷ Même si certaines personnes organisent illégalement une rétrocession de l'énergie achetée à EDM à des personnes tierces.

¹⁸ La planification et la réalisation des travaux de renforcement et d'extension du réseau en zone rurale, dont la responsabilité revient au conseil départemental, souffrent en effet de nombreux retards.

Figure 7 – Scenario d'évolution de l'énergie nette livrée au réseau (ENLR), en GWh



Source : Bilan prévisionnel d'EDM, décembre 2018

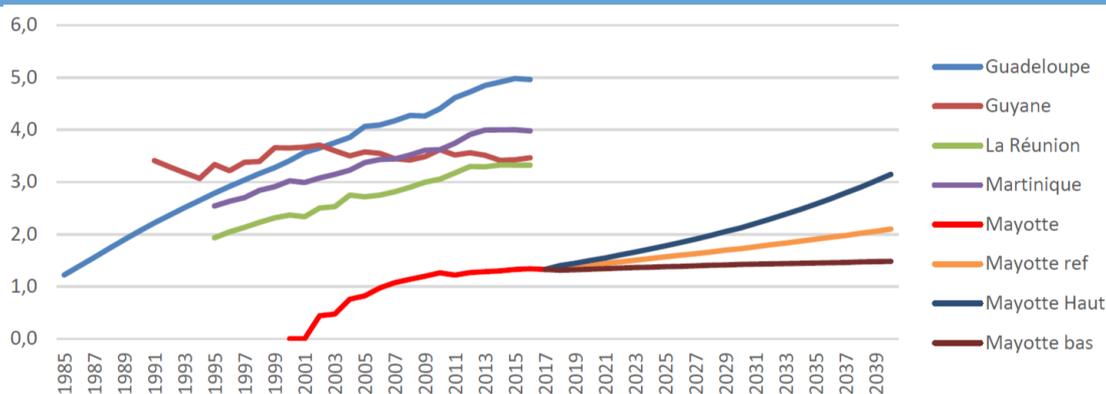
Les trois scénarios conduisent à des trajectoires très contrastées. La consommation annuelle en 2040 devrait ainsi être comprise entre 582 et 1444 GWh, soit une multiplication de la consommation par rapport à 2017 comprise entre 1,7 et 4,2.

En 2017, la consommation moyenne annuelle par habitant s'élevait à 1,3 MWh. Le scénario de référence conduit à un niveau de consommation par habitant en 2040 comparable à celui de La Réunion en 1995, soit environ 2 MWh/hab. Un doublement de la population en 2050 conduirait, selon ce scénario, à une multiplication par 4 de la consommation. A titre d'illustration, entre 1997 et 2017, alors que la population a doublé, la consommation d'électricité a été multipliée par plus de 6.

Le scénario bas revient quant à lui à considérer un niveau de consommation par habitant constant sur la période du fait d'une dynamique économique modérée et d'efforts renforcés sur la MDE.

La Figure 8 ci-dessous met en perspective la consommation par habitant considérée dans les différents scénarii d'évolution de la consommation et celles des autres ZNI.

Figure 8 – Consommation par habitant dans les différentes ZNI (en MWh/hab) et évolution de cet indicateur à Mayotte



Source : Etude de données et perspective d'évolution de la demande d'électricité à Mayotte, EDF R&D

L'augmentation de la consommation annuelle s'accompagne d'une augmentation de la puissance de pointe. C'est notamment cette puissance de pointe qui détermine les investissements nécessaires sur le parc de production.

Dans son bilan prévisionnel, EDM fait l'hypothèse que la pointe évolue au même rythme que la consommation. En effet dans le passé on constate que ces deux composantes suivent des trajectoires similaires. Entre 2008 et 2018, la puissance de pointe a augmentée de 57 % et la demande de 56 %.

Ces estimations pourraient toutefois être affinées en considérant que les usages clefs des consommateurs domestiques susceptibles de se développer dans les années à venir (la climatisation, l'éclairage, les appareils électroménagers, les cuisinières électriques, les marmites à riz, ou encore les véhicules électriques) sont *a priori* majoritairement des usages consommant à la pointe. Leur développement aura vraisemblablement pour effet de faire croître la pointe plus rapidement que la consommation, comme c'est le cas en Guyane depuis 2012. Entre



2012 et 2017, la puissance de pointe y a en effet augmenté de 13 % pour une évolution de la consommation de + 8 %. Les efforts sur la MDE devaient toutefois limiter cet effet.

Dans le cadre des analyses d'équilibre offre-demande décrites dans le présent rapport (cf. partie 5), la CRE s'appuie sur les hypothèses du scénario de référence, qui constituent la meilleure vision à date de l'évolution de la demande. Toutefois, comme indiqué précédemment, de nombreux facteurs peuvent remettre en cause ces prévisions, comme cela a pu être le cas par le passé. Il semble ainsi préférable d'adopter une approche modulaire et progressive dans les moyens permettant de répondre aux besoins du système électrique, afin de les adapter au fil de l'eau en fonction des tendances constatées d'évolution de la consommation.

3.1.3 L'accès à l'eau potable, enjeu majeur du territoire, ne constitue pas un élément dimensionnant de la croissance de la demande en électricité

- **Contexte**

L'autosuffisance en eau est un enjeu majeur pour l'île de Mayotte. L'approvisionnement, la distribution de l'eau potable ainsi que l'assainissement relèvent de la compétence des communes, regroupées au sein du Syndicat intercommunal d'eau et d'assainissement de Mayotte (SIEAM). Pour alimenter la population mahoraise en eau, le SIEAM dispose aujourd'hui de deux retenues collinaires, à Combani et Dzoumogné, qui permettent le stockage des eaux en période excédentaire, de plusieurs forages et usines de production d'eau potable à partir de ces sources ainsi que d'une usine de dessalement d'eau de mer située sur Petite-Terre¹⁹.

Toutefois, il semblerait que la capacité de stockage soit insuffisante aujourd'hui pour assurer l'approvisionnement en eau potable de l'île et la situation pourrait se dégrader à l'avenir au regard des besoins croissants induits par l'augmentation de la population. En 2016-2017, Mayotte a connu une importante crise de l'eau liée à une saison particulièrement sèche qui a conduit à une pénurie d'eau sur une partie du territoire nécessitant la mise en place d'un plan d'urgence.

Des mesures importantes ont été mises en œuvre pour pallier cette insuffisance en eau au travers du plan d'urgence eau à Mayotte. Dans la continuité de ce plan d'urgence, le contrat de progrès du SIEAM a été signé en juillet 2018 pour la période 2018-2020. Il prévoit un plan d'actions et un programme pluriannuel d'investissements sur la période 2018-2020 afin d'éviter une nouvelle situation de crise.

Un des objectifs de ce contrat de progrès consiste à renforcer les infrastructures existantes pour répondre au besoin croissant d'eau potable par la construction d'une troisième retenue collinaire à Ouroveni, dans le centre de Grande-Terre. La construction d'une seconde usine de dessalement dans le sud-est de Grande-Terre, prévue dans le Plan d'urgence eau à Mayotte constituant soit une alternative soit un complément.

- **Interaction avec le système électrique**

Le projet de construction d'une usine de dessalement d'eau de mer par distillation sur le site de Longoni, valorisant la chaleur fatale de la centrale thermique existante, longtemps envisagé a été écarté. L'étude de faisabilité réalisée par l'ADEME a conclu au manque d'intérêt économique d'une telle solution, du fait du coût de revient de l'eau trop élevé au regard du coût actuel de production. De la même façon, les études d'Albioma sur un projet de couplage de son installation de production d'électricité à partir de biomasse et de production d'eau potable n'ont pas été concluantes. En outre, la localisation de ces projets n'est pas adaptée aux besoins en eau du territoire qui se situent principalement dans le sud de Grande-Terre (les deux retenues collinaires étant localisées au nord de Grande-Terre et l'usine de dessalement sur Petite-Terre).

Au cours de sa mission, la CRE a rencontré les acteurs en charge de ce sujet afin d'appréhender les problématiques liées à l'eau d'une part et d'identifier les projets pouvant avoir un impact significatif sur le système électrique d'autre part. La CRE souhaitait ainsi s'assurer que le système électrique serait en capacité de répondre aux besoins de ces nouvelles infrastructures, indispensables pour le territoire.

D'après les informations collectées, l'installation d'une usine de dessalement au sud, si cette solution était finalement retenue, n'engendrerait pas une augmentation significative de la consommation d'électricité du territoire et ne remettrait pas en cause l'évaluation des besoins réalisée par EDM dans son bilan prévisionnel.

¹⁹ Ayant jusqu'alors présenté d'importantes difficultés de fonctionnement.

3.2 Une croissance qui doit être maîtrisée par des actions de MDE renforcées et des décisions fortes dès aujourd'hui

3.2.1 Le renforcement de la MDE : mobiliser les mesures d'accompagnement et les leviers fiscal et règlementaire

Face à une augmentation de la consommation qui semble inévitable, il apparaît indispensable de renforcer la MDE à Mayotte en mobilisant dès aujourd'hui tous les leviers : la subvention, la réglementation, la fiscalité et un accompagnement efficace. Les nouveaux bâtiments et les nouveaux équipements engagent les consommations énergétiques de l'île sur de nombreuses années.

La CRE a adopté, par sa délibération du 17 janvier 2019²⁰, le cadre territorial de compensation de MDE pour Mayotte. Ce cadre, qui représente un investissement de 17,5 M€ sur les cinq prochaines années²¹ devrait conduire à limiter l'augmentation de la consommation. Une fois déployées, les actions standard engagées devraient engendrer des économies d'énergie d'environ 25 GWh/an, ce qui représente 8 % de la consommation d'électricité du territoire en 2017. A ces économies s'ajouteront celles des actions non standard, réalisées auprès des acteurs industriels et tertiaires.

L'atteinte de ces objectifs nécessite un accompagnement important et cohérent sur le territoire. Ainsi il est indispensable que ces actions soient complétées de campagnes de sensibilisation aux éco-gestes, de promotion des aides à la MDE et d'une communication sur l'importance de la MDE et sa place dans la stratégie de transition énergétique. En outre, une attention particulière devra être apportée aux plus gros consommateurs d'électricité.

Afin d'accompagner la mise en œuvre du cadre de compensation, le comité MDE a transmis à la CRE au mois de juin 2019 son plan de communication, d'accompagnement et de sensibilisation à la MDE pour les deux prochaines années (dénommé ci-après plan stratégique d'accompagnement, PSA). Ce plan s'articule autour de trois axes principaux : la sensibilisation du public (notamment scolaires) et l'accompagnement des particuliers, le renforcement des relations avec les grands comptes et les organismes représentatifs des entreprises et l'accompagnement des filières au travers de la mise en place de plan de formation. La CRE salue ce plan ambitieux et cohérent, qui correspond à ses attentes et recommandations et note la forte implication de l'ADEME Mayotte dans sa mise en œuvre et son financement.

Si le programme adopté pour Mayotte constitue une accélération du déploiement de la MDE par rapport à la situation actuelle, il reste modeste au regard des cadres des autres territoires. En effet, les charges de SPE engagées à Mayotte sur les 5 prochaines années correspondent à un investissement de l'ordre de 70 €/habitant contre 245€/hab en Guadeloupe et 460 €/hab en Guyane. Cela s'explique d'une part par un manque de moyens humains chez EDM et les autres membres du comité (ADEME et Conseil départemental) ne permettant pas un déploiement massif de certaines actions et par l'absence d'un tissu d'entreprises en capacité de déployer ces actions d'autre part.

EDM a déjà initié une restructuration et un renforcement de ses équipes en charge du déploiement de la MDE en 2018 qui se poursuit en 2019. Afin de réviser à la hausse les objectifs du cadre de compensation et de déployer de nouvelles actions, des efforts complémentaires seront nécessaires.

Recommandation 7. Compte tenu du rôle majeur de la MDE – pour limiter la croissance de la consommation et par voie de conséquence les surcoûts de production – et des freins que constitue le manque des ressources allouées à cette activité, la CRE considère que des effectifs supplémentaires doivent être déployés pour renforcer la MDE sur le territoire. A ce titre, la CRE encourage EDM à poursuivre ces efforts pour renforcer ses équipes en charge de la MDE. Ces frais supplémentaires, sous réserve de démonstration de leur efficacité, entreront dans les frais du fournisseur historique, prévus dans le cadre de compensation, et seront financés par les charges de service public de l'énergie.

D'autre part, la CRE invite l'ensemble des membres du comité MDE à continuer leurs efforts en terme de communications afin d'accompagner la mise en place du cadre de compensation.

La CRE demande au comité de porter une attention particulière aux plus gros consommateurs d'électricité, notamment ceux bénéficiant des tarifs verts. Dans la mesure où ces clients représentent une part importante de la consommation pour un nombre limité de clients – environ 110 sites représentant 22 % de la consommation - la CRE a demandé, dans sa délibération du 17 janvier 2019, de s'assurer que d'ici 5 ans, l'ensemble de ces clients auront été approchés par l'un des partenaires du comité, en particulier l'ADEME ou le FH, pour lui proposer une démarche d'économie d'énergie sur leurs sites. Le comité devra présenter chaque année, dans le cadre du bilan annuel, sa progression sur le nombre de clients approchés.

²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

²¹ Sur l'ensemble du cadre, incluant les actions standard et non standard.

Enfin, pour accompagner le déploiement de ces actions, la montée en compétence d'entreprises spécialisées dans le déploiement mais également dans le contrôle de la mise en œuvre des actions de MDE doit être encouragée. L'accompagnement des filières est d'ores et déjà un des axes du plan stratégique de Mayotte. Il prévoit l'organisation de formations à destinations des entreprises du secteur du bâtiment (formation FEEBAT organisée par la chambre de métiers et de l'artisanat et cofinancée par OPCALIA), aux électriciens (pose de brasseurs d'air, lampes LED...) ou à la pose de brique de terre compressée. Le cadre de compensation prévoit également sur les deux premières années une prime complémentaire pour les installateurs certifiés RGE – Reconnu Garant de l'Environnement, très peu nombreux à Mayotte – afin d'inciter les installateurs à se certifier et monter en compétence, en particulier sur la performance énergétique des bâtiments.

Recommandation 8. La CRE encourage les membres du comité à continuer leur soutien aux formations existantes et à poursuivre leur réflexion sur les autres formations à développer au sein du territoire pour former aux métiers nécessaires à la mise en œuvre du plan MDE (pose d'isolant, d'ECS, contrôle de la bonne réalisation des travaux, diagnostic énergétiques, filière de recyclage...) et développer les bonnes pratiques dans les entreprises spécialisées. La mise en œuvre du cadre de compensation doit être un levier pour dynamiser ces filières et créer de nouveaux emplois

Recommandation 9. Afin de suivre la situation énergétique à Mayotte et ses évolutions, de mesurer l'efficacité des actions de MDE mises en œuvre et d'améliorer la connaissance des prix pratiqués, la CRE encourage la Collectivité et l'Etat à mettre en place un observatoire de l'énergie à Mayotte, comme il en existe dans les autres ZNI. Ces observatoires constituent en effet des outils indispensables de suivi, d'évaluation et d'aide à la décision pour accompagner la politique énergétique du territoire. Cet observatoire devra permettre l'observation des prix des produits de MDE et de l'élasticité des marchés qui font l'objet de ces primes.

- **Le renforcement des normes à l'import ou la modulation de l'octroi de mer**

La réglementation et la fiscalité constituent deux leviers majeurs pour maîtriser la consommation d'électricité, en complément des actions prévues par le cadre de compensation. Face à la croissance démographique et à l'ambition des ménages mahorais d'accéder aux équipements de base, les actions de MDE favorisant l'installation d'équipements énergétiquement performants sont fondamentales. Dès lors, la CRE invite l'Etat à engager une évolution ambitieuse de la réglementation et de la fiscalité pour accompagner la MDE en mettant en œuvre les mesures suivantes :

Recommandation 10. Interdire ou taxer à l'import les climatiseurs peu performants. Cette interdiction existe déjà en Guadeloupe où seuls les climatiseurs de classe supérieure à A+ sont aujourd'hui autorisés à l'import. Cette recommandation est d'autant plus importante que la climatisation à Mayotte est susceptible de se développer fortement dans les prochaines années au regard du faible taux d'équipement actuel et de la multiplication d'appareils peu économes. La démarche pourrait être étendue aux autres équipements peu performants (congélateurs, etc.).

Recommandation 11. Comme déjà formulé dans le cadre de compensation de Mayotte, **la CRE demande aux acteurs concernés de se mobiliser afin de remédier aux nombreuses dérives constatées sur la vente et la pose de climatiseurs** (non acquittement de la taxe carbone sur les gaz frigorifiques, absence de cotisation environnementale pour les revendeurs de matériel électroménager, installateurs sans habilitation électrique ou attestation de capacité à manipuler les fluides frigorifiques...). Ces dérives conduisent en effet à des offres à des prix anormalement bas pour la pose de climatiseurs peu performants et enrayer le déploiement d'équipements performants.

Recommandation 12. Instaurer une fiscalité différenciée selon la performance énergétique du matériel, notamment à l'import au travers de l'octroi de mer ou de l'octroi de mer régional. Une telle mesure permettrait d'influencer la nature et les prix relatifs des produits sur les territoires et ainsi d'encourager l'import par les professionnels et l'achat par les clients finals des matériels efficaces. Ces mesures pourraient en priorité s'adresser aux ampoules LED, aux équipements électro-ménagers tels que les réfrigérateurs et congélateurs et aux équipements de cuisson tels que les marmites à riz ou les plaques électriques. La modulation de l'octroi de mer entre les chauffe-eaux solaires, thermodynamiques et électriques au détriment de ces derniers constitue un levier pour faire du chauffe-eau solaire la référence, en complément des primes MDE.

Recommandation 13. D'autre part, de nombreux ménages utilisent aujourd'hui du pétrole ou du bois pour cuisiner, notamment dans les habitats précaires. En 2012, le réchaud à pétrole et le feu de bois étaient utilisés respectivement à hauteur de 34 % et 15 % dans les habitats non durs, derrière la gazinière (46 %) ²². Afin de limiter l'augmentation de la pointe de consommation, le transfert de ces modes de cuisson vers le gaz plutôt que l'électricité pourrait également être privilégié sous réserve d'une analyse du bilan carbone de cette orientation.

²² Rapport PPE de Mayotte 2016-2018 / 2019- 2023

- **L'application de la réglementation thermique ou de normes pour la construction des bâtiments**

La consommation des bâtiments résidentiels et tertiaires représente plus de 80 % de la consommation électrique de l'île. L'application de normes encadrant la consommation énergétique des bâtiments est donc indispensable pour limiter la croissance de la consommation à Mayotte induite par la croissance du parc bâti.

Les articles R.162-1 et suivants du code de la construction et de l'habitat, qui posent les principes de la réglementation thermique pour les bâtiments d'habitation dans les territoires d'Outre-mer, sont applicables à Mayotte depuis le 1^{er} janvier 2017. Cependant, les arrêtés d'application n'ont toujours pas été publiés, ce qui bloque la mise en œuvre de la réglementation thermique à Mayotte. Afin de renforcer le déploiement de la MDE par d'autres voies que celle des incitations financières, la CRE formule les recommandations suivantes :

Recommandation 14.

Concernant les bâtiments d'habitation, la CRE invite l'Etat à publier le plus rapidement possible les arrêtés permettant de rendre applicable la RTAA-DOM à Mayotte.

Concernant les bâtiments tertiaires, la CRE recommande de mettre en place une réglementation thermique exigeante dans le neuf. Dans l'attente de cette réglementation, la CRE encourage fortement les services de l'Etat à prendre de nouveaux arrêtés encadrant les caractéristiques techniques et la performance énergétique des bâtiments publics et privés, notamment les centres commerciaux et entrepôts, susceptibles de se développer massivement à Mayotte à l'avenir.

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

La Charte Mayenergie est une initiative publique non contraignante qui s'adresse aux maitres d'ouvrage qui souhaitent s'engager dans une démarche de développement durable au niveau de leurs bâtiments. C'est une démarche volontaire qui vise les bâtiments neufs et en rénovation, les logements et les bâtiments tertiaires et s'adresse à tous les acteurs du bâtiment. En l'absence de réglementation thermique, l'ADEME et les membres du comité MDE continuent à promouvoir cet outil. Si de nombreux acteurs se réfèrent d'ores et déjà à cette charte pour la construction de leurs bâtiments, un arrêté préfectoral permettrait de s'assurer de sa bonne application par l'ensemble des acteurs, notamment dans le domaine privé.

Enfin, la récente publication du décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire, devrait permettre, une fois la publication des arrêtés d'application, d'inciter le déploiement des actions de MDE dans l'existant.

- **Le renforcement des contrôles**

Recommandation 15. Enfin, la mise en œuvre de contrôles est essentielle pour assurer l'application effective de la réglementation, que ce soit en matière de construction ou de performance des appareils vendus ou importés. La mise à l'échelle des moyens humains et matériels dévolus à ces opérations constitue dès lors une mesure nécessaire pour accompagner la mise en place d'une réglementation ambitieuse. La CRE demande à ce titre aux services de l'Etat de mettre en place les contrôles adaptés sur le territoire de Mayotte pour s'assurer de la bonne application de la réglementation thermique et de la performance des appareils importés. Concernant les contrôles sur la pose de matériel et la réalisation de travaux dans le cadre des actions de MDE du cadre de compensation, ils seront mis en œuvre par EDM (ou un prestataire choisi sur la base d'un cahier des charges validé par le comité) et compensés par les charges de SPE.

3.2.2 L'effacement de consommation

Compte tenu de la croissance de la consommation, la mobilisation du potentiel d'effacement constitue une source de flexibilité pour le gestionnaire de réseau en cas de tension sur le système d'une part et représente un levier intéressant pour limiter les besoins à la pointe d'autre part.

EDM avait identifié en 2014 les gisements d'effacements mobilisables à Mayotte afin de conclure des conventions d'effacement dans le cadre du projet OPERA, aujourd'hui abandonné. EDM avait en effet mis en place en 2012 des diagnostics énergétiques gratuits chez les grands comptes contre engagements de mise en œuvre d'actions MDE et de réaliser gratuitement des effacements de consommation sur demande d'EDM. Toutefois, cette stratégie a été arrêtée depuis, au bénéfice de la structuration des offres standards et de l'instruction d'opérations non-standard dans le cadre de compensation de MDE.

Le gisement accessible avait à l'époque été estimé à près d'1 MW en semaine et 0,5 MW le weekend. Il correspond essentiellement à l'effacement de consommation liée à la climatisation ou au froid alimentaire mobilisable dans les grandes surfaces commerciales ou sur le port de Longoni (containers frigorifiques). Ce dernier gisement permettait de mobiliser 650 kW d'effacement à la pointe de consommation. L'exploitation des carrières, avec une

optimisation de l'utilisation des engins de levage, offre également un potentiel d'effacement. La durée des effacements identifiés varie de 30 minutes à 2 heures en fonction des sites.

EDM envisage d'étudier à nouveau la possibilité de signer des contrats d'effacement avec les grands consommateurs de l'île.

D'autre part, la SAS Mayotte Channel Gateway (MCG), gestionnaire du port par concession attribuée en 2013 pour une durée de 15 ans, ambitionne de faire de Longoni un hub régional et subrégional dédié principalement au trafic de marchandises et à la croisière. L'objectif est d'atteindre un doublement de l'activité du port d'ici 2028. L'accroissement de l'activité portuaire (chaines logistiques, containers frigorifiques, éclairage...) – outre qu'il constitue un accroissement de la consommation qui doit être maîtrisée au travers de la performance des équipements et bâtiments – pourrait constituer un nouveau gisement d'effacement mobilisable. Ce projet prévoit également le développement d'un pôle d'activité sur le port de Longoni qui pourrait être alimenté par un réseau de chaleur.

EDM a étudié ces dernières années différentes solutions de valorisation de l'énergie fatale des moteurs de la centrale de Longoni. Ces projets ont été suspendus dans l'attente des résultats de l'étude de faisabilité portant sur la mise en œuvre d'une usine de dessalement d'eau de mer par distillation utilisant la chaleur de Longoni. Cette étude a finalement conclu au manque d'intérêt économique de cette solution. Dans le nouveau contexte de non-pertinence de la solution de dessalement et de croissance attendue des besoins de froid et/ou de chaud liés aux activités portuaires, ces études sur la valorisation de la chaleur fatale sur le port de Longoni mériteraient d'être relancées. Il conviendra toutefois de prioriser l'installation d'une récupération de chaleur sur une centrale fonctionnant en base, donc d'orienter cette étude vers une centrale de base qui bénéficierait de la priorité d'appel du fait du caractère renouvelable de sa production.

Recommandation 16. Afin d'apporter de la flexibilité au système électrique et de limiter le recours au thermique, la CRE encourage EDM à approfondir ces analyses sur le gisement d'effacement mobilisable à la pointe et à entreprendre les démarches nécessaires auprès des acteurs concernés pour être en capacité de mobiliser rapidement ces gisements lors des pics de consommation.

D'autre part, la CRE recommande d'étudier le potentiel d'effacement mobilisable à terme avec l'extension du port de Longoni et d'étudier les synergies possibles sur le port en terme de production de chaleur et de froid. En particulier, dans le cadre du développement des nouveaux projets de production d'électricité sur le port (projets d'ENGIE et d'Albioma), la CRE recommande d'étudier la faisabilité et l'opportunité de récupérer la chaleur fatale de ces groupes pour des utilisations dans le grand port maritime.

Concernant les clients résidentiels et petits professionnels, la mise en place d'offres d'effacement ou d'offres tarifaires incitatives pourra se développer avec le déploiement des compteurs évolués. L'article R.341-8 du code de l'énergie prévoit que d'ici au 31 décembre 2020, au moins 80 % des sites raccordés en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont équipés de compteurs évolués, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024. Le projet de comptage évolué présenté par EDM, dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA, a pour objectif le déploiement de 64 000 compteurs évolués entre 2019 et 2024 à Mayotte.

Lors de son audition du 24 janvier 2018, EDM avait exprimé des réserves sur la pertinence du déploiement d'un projet de comptage évolué dans les conditions actuelles du réseau et du territoire mahorais. EDM a cependant annoncé vouloir respecter la procédure de saisine de la CRE sur son projet de comptage et a établi à cet effet un plan d'affaires dédié, qu'il a soumis à la CRE le 2 juillet 2018 en vue d'une étude technico économique.

Entre octobre 2018 et mars 2019, la CRE a réalisé, via un consultant, une étude technico-économique afin d'évaluer les coûts et les bénéfices pour le marché et les consommateurs du déploiement de compteurs communicants à Mayotte. Malgré les conclusions positives de cette étude, la CRE recommande de décaler le déploiement du projet de comptage évolué à 2024. En effet, EDM mène actuellement un projet de mise en conformité de son réseau, sur lequel la CRE s'est prononcée favorablement dans sa délibération du 19 juillet 2018, et qui devrait s'étendre au moins jusqu'en 2024. Ce projet consiste en une refonte profonde du réseau afin de permettre sa sécurisation. Son achèvement constitue à ce titre un préalable au déploiement d'un système de comptage évolué, afin de s'assurer que ce dernier génère bien les gains qui en étaient attendus. D'autre part, EDM ne dispose pas actuellement des compétences nécessaires au déploiement de compteurs évolués, et ce d'autant plus que les effectifs d'EDM sont fortement mobilisés par le projet de mise en conformité. Enfin, le réseau de télécommunications à Mayotte présente à ce jour une couverture incomplète du territoire et une qualité de transmission à parfaire qui n'offrent pas les meilleures garanties de succès. Ce réseau est en cours d'amélioration et il semble préférable de constater cette amélioration avant de lancer le projet des compteurs évolués.

La prise en compte de ces éléments amène la CRE à considérer que les conditions ne sont pas réunies pour garantir, d'une part, le bon déploiement d'un système de comptage évolué à Mayotte et, d'autre part, que le système mis en place permette d'obtenir l'intégralité des gains attendus du projet.

3.2.1 La problématique des transports

Le transport à l'intérieur du territoire est un problème majeur qui freine les échanges, les déplacements et le développement économique. Du fait de la faiblesse des infrastructures routières, de l'absence du transport en commun et de l'augmentation du nombre de véhicules, le trafic routier à Mayotte est saturé. Le réseau routier, initialement dimensionné pour 1 000 véhicules par heure avoisine aujourd'hui les 2 000 véhicules par heure. La première problématique du trafic routier reste l'axe nord-sud de la commune de Mamoudzou qui est très congestionné. Cette situation se dégrade chaque année en raison de l'augmentation importante du parc automobile à Mayotte. Le taux encore faible d'équipement en véhicules des ménages mahorais (26 % selon les chiffres de l'Insee de 2014 contre 75 % à La Réunion et 80 % en France hors DOM) et l'augmentation de la population laissent présager que l'augmentation du parc de véhicules va se poursuivre, ce qui risque de saturer davantage le réseau routier et poser un problème écologique évident.

3.2.1.1 Le véhicule électrique ne constitue pas aujourd'hui une solution efficace au verdissement des transports

Avec près de 40 % des consommations d'énergie finale de l'île, les transports intérieurs (majoritairement représentés par les véhicules particuliers) constituent l'un des enjeux phares de la transition énergétique. Aujourd'hui, la mobilité est totalement dépendante des énergies fossiles avec des transports entièrement alimentés par des produits pétroliers. Ainsi, les véhicules électriques apparaissent comme une solution séduisante pour atteindre à terme les objectifs de la transition énergétique dans le domaine du transport.

Toutefois, compte tenu du mix fortement carboné à Mayotte – 95 % de la production provenant de centrales au gasoil - l'utilisation des voitures électriques, dont le rechargement connecté au réseau conduit à une sollicitation plus intense des centrales thermiques, reste fortement émettrice de CO₂. Dans un mix qui devrait encore être à 70 % au fioul en 2028, la pertinence du déploiement du véhicule électrique à cette échéance, et encore plus dès aujourd'hui, reste à démontrer par un bilan carbone détaillé. Il est par conséquent indispensable que ces analyses soient menées dans le cadre de l'élaboration de la PPE.

A Mayotte, l'objectif de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, fixé par la PPE, reste modeste. Il s'élève à 10 bornes de recharge alimentées à partir d'électricité renouvelable en 2018. A noter qu'aujourd'hui aucune borne de recharge n'est en fonctionnement, les premiers véhicules électriques devraient être introduits fin 2019.

L'ensemble des acteurs rencontrés s'accordent sur la nécessité d'accompagner avec précaution le développement des véhicules électriques afin d'éviter les dérives possibles liées au développement du véhicule électrique avec soutirage sur le réseau pour le rechargement. EDM se prépare ainsi à l'arrivée des véhicules électriques et a mis à disposition dans son open data un signal de recharge, traduisant l'état du système électrique pour favoriser une recharge vertueuse des véhicules électriques (en dehors des périodes de tension du système et pendant les périodes de surplus de production renouvelable).

Recommandation 17. Dans un contexte où le mix de production électrique est encore largement carboné à Mayotte et où les perspectives de développement des énergies renouvelables à moyen terme sont limitées (cf. partie 4.2), la CRE considère que le développement des véhicules électriques doit être maîtrisé.

D'autre part, afin de limiter l'impact du développement des véhicules électriques sur la pointe de consommation, la CRE recommande de rendre obligatoire que toute borne de recharge pour véhicule électrique soit pilotable, en permettant de réduire le soutirage aux heures de tension du système. En effet, l'introduction du véhicule électrique impacte également la courbe de charge et en particulier la pointe de consommation du fait de la recharge simultanée de plusieurs véhicules concomitamment aux autres usages. De nouveaux investissements de production de pointe pourraient donc être nécessaires, impactant négativement le coût de la péréquation pour la collectivité et le bilan carbone des territoires, les moyens de pointe étant aujourd'hui particulièrement émetteurs. Un pilotage fin et réactif devra inciter les futurs utilisateurs à recharger au bon moment. En outre, la future flotte de véhicules électriques constituera à terme un dispositif de stockage qui pourrait être exploité pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque à Mayotte.

3.2.1.2 Les moyens de transports propres et le développement des transports en communs doivent être encouragés

Plus largement, la CRE constate que les transports collectifs sont aujourd'hui peu développés à Mayotte, comme dans la plupart des ZNI. En dehors de la barge assurant le transit entre Petite-Terre et Grande-Terre (environ 10 000 pers/jour), les transports en commun sont peu développés sur l'île.

Le déploiement d'une offre de transports en commun, conventionnelle ou électrique, en parallèle d'une sensibilisation et d'une incitation des populations à se tourner vers ces modes de transport constitue un enjeu primordial de la transition énergétique.

Les acteurs rencontrés semblent tout à fait conscients de l'importance d'orienter leurs efforts prioritairement en faveur des transports en commun et des modes de transport doux tels que le vélo, le vélo à assistance électrique ou encore la marche à pied.

En effet, pour pallier les problèmes d'engorgement des réseaux routiers, les pouvoirs publics ont d'ores et déjà amorcé une stratégie de développement des transports en commun et du réseau routier, déclinée dans le Plan global transports et déplacements (PGTD). Ce plan prévoit notamment la mise en place du réseau de transport collectif urbain (CARIBUS) en site propre dans l'agglomération de Mamoudzou et du développement d'un réseau de transport interurbain, avec des pôles d'échanges multimodaux.

D'autre part, le développement du transport maritime - qui permet de s'affranchir des contraintes du réseau routier et de fluidifier le trafic - constitue également une alternative intéressante. Le Conseil Départemental s'intéresse aux possibilités d'utilisation du maritime pour le transport de marchandises et de voyageurs. Le premier projet consiste à créer de nouveaux appontements en Grande-Terre et Petite-Terre pour un transport maritime de marchandises et matières dangereuses. Le second projet consiste à créer deux liaisons maritimes de voyageurs, en complément de la liaison existante entre Petite-Terre et Grande-Terre : la première au sud de l'île reliant Iloni (commune de Dembèni) et Mamoudzou et la seconde entre Longoni et Mamoudzou. Ces deux projets font partie du contrat de convergence et de transformation du département de Mayotte et bénéficieront à ce titre d'aide à l'investissement.

Recommandation 18. La CRE considère que l'accompagnement d'une politique ambitieuse de transport en commun et la promotion de moyens de déplacement propres (vélo, marche à pied) constituent une mesure nécessaire pour réduire l'impact écologique du transport et atteindre à terme les objectifs de la transition énergétique dans le domaine du transport, avant le recours aux véhicules électriques. Il s'agit en outre d'une mesure à prioriser par rapport au développement du véhicule électrique dont le bilan carbone dépend du rythme de développement des énergies renouvelables.

Recommandation 19. Compte tenu du faible potentiel de développement des énergies renouvelables à Mayotte, l'alternative des transports au gaz mérite d'être étudiée. La CRE invite les acteurs du territoire à mener une réflexion complémentaire sur l'impact environnemental du développement de la solution gaz ou biogaz pour les transports maritimes et routiers (transports collectifs, camions) comparativement aux modes actuels d'une part et à un transfert de ces consommations vers l'électricité d'autre part.

4. DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un objectif de 50 % d'énergies renouvelables en 2020 et l'atteinte de l'autonomie énergétique en 2030. Compte tenu du faible potentiel de développement des autres filières d'énergie renouvelable (cf. partie 4.2), la filière photovoltaïque constitue un des principaux leviers de développement EnR de l'île (cf. partie 4.1).

4.1 Mis à part l'import de bio-combustibles, bio-gaz ou bio-carburant, le développement du photovoltaïque constitue aujourd'hui la seule solution adaptée pour verdir le mix électrique de Mayotte et doit par conséquent être accompagné

La PPE en vigueur s'appuie sur la filière photovoltaïque pour atteindre les objectifs de développement EnR. En effet, elle prévoit l'installation d'une capacité additionnelle de 18 MW de photovoltaïque en 2018 et de 32,4 MW en 2023, par rapport à 2015.

Force est de constater que les objectifs 2018 n'ont pas été atteints (15,7 MW installés contre 30,8 prévus) et que l'atteinte des objectifs 2023 nécessitera des mesures fortes pour dynamiser la filière et favoriser son développement. Deux facteurs permettent d'expliquer ce constat : les dispositifs de soutien à la filière qui étaient jusqu'à récemment peu adaptés au territoire (cf. partie 4.1.1) et l'accès au foncier qui s'avère complexe à Mayotte

Un verdissement massif du mix au travers du développement du photovoltaïque nécessite de mobiliser les surfaces disponibles - toitures ou foncier (cf. partie 4.1.2) - et de dimensionner en parallèle les moyens nécessaires à leur intégration effective, dans le respect de la sûreté du système (cf. partie 4.1.3).

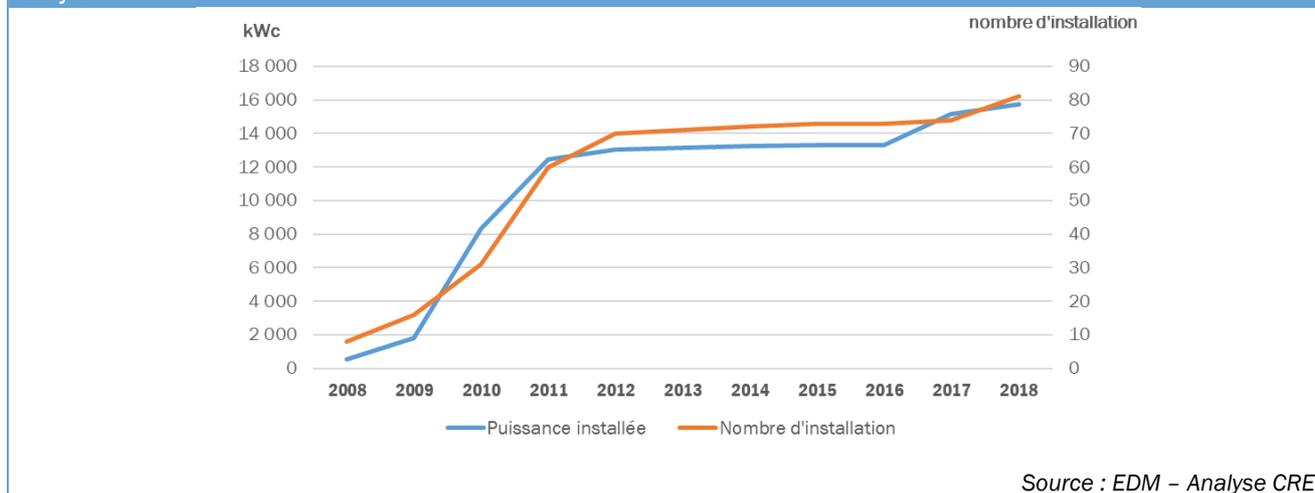
4.1.1 Le développement de la filière photovoltaïque nécessite une amélioration des dispositifs de soutien

En 2018, la production photovoltaïque a représenté 5,1 % de la production électrique de Mayotte.

Le développement de la filière photovoltaïque à Mayotte a connu une forte croissance entre 2008 et 2011, avec un doublement du nombre d'installations mis en service chaque année, avant de s'essouffler à partir de 2012 à la suite du moratoire national sur la filière. Entre la fin de l'année 2012 et la fin de l'année 2017, seules 4 installations

ont été mises en service à Mayotte. Depuis la fin de l'année 2017, la mise en place de nouveaux tarifs d'achat²³, adaptés à chaque ZNI, a permis de relancer la filière avec le développement de nombreux projets d'installations de moins de 100 kWc. Le lancement au mois de juillet 2019 d'un nouvel appel d'offres territorialisé et pluriannuel dédié au photovoltaïque en ZNI, que la CRE avait appelé de ces vœux, devrait renforcer cette dynamique. La figure suivante illustre le développement de la filière photovoltaïque à Mayotte depuis 2008.

Figure 9 – Evolution du nombre d'installations photovoltaïques et de la puissance photovoltaïque installée à Mayotte



Si la CRE salue les récentes évolutions opérées sur les mécanismes de soutien, elle considère que des améliorations pourraient encore être apportées afin de favoriser le développement du photovoltaïque à Mayotte.

• **Concernant les appels d'offres**

A titre liminaire, la CRE salue le lancement du nouvel appel d'offres pluriannuel et territorialisé, qu'elle avait recommandé à de nombreuses reprises. Ce nouvel appel d'offres, en donnant de la visibilité à la filière et en fixant des objectifs spécifiques pour Mayotte, va permettre de relancer le développement de grands projets sur l'île. Du fait de prix non compétitif sur le territoire au regard des autres ZNI, peu de projets ont été retenus à Mayotte dans les cadres des précédents appels d'offres. En effet, au terme de l'appel d'offres de 2011 un seul lauréat a été désigné à Mayotte et 6 au terme de l'appel d'offres de 2016 (pour une puissance de 3,4 MW). Ces dernières installations n'ont pas encore été mises en service à ce jour.

Sur les deux premières périodes du nouvel appel d'offres, les volumes cibles pour Mayotte sont ambitieux : 32 MW d'installations couplant production et stockage de l'énergie et 4 MW pour des installations non équipées de dispositif de stockage. La CRE regrette que ces objectifs soient essentiellement portés sur des installations photovoltaïques couplées à des dispositifs de stockage. La CRE rappelle que cette solution n'est pas la plus pertinente d'un point de vue économique et recommande qu'à l'avenir les appels d'offres portent uniquement sur de installations sans stockage, le stockage centralisé se développant au travers des appels à projets CRE. A cette fin, la CRE a mené un guichet de saisine unique afin d'examiner la pertinence économique de projets d'ouvrages de stockage d'électricité à Mayotte. Les 2 projets sélectionnés²⁴ permettront d'améliorer l'insertion des énergies renouvelables intermittentes à moindre coût pour la collectivité en fournissant des réserves de puissance pour le réglage de la fréquence en substitution des groupes thermiques, ou en assurant l'alimentation de la pointe de consommation par de la production stockée en heures creuses.

D'autre part, la CRE invite l'Etat à donner le plus rapidement possible de la visibilité sur les objectifs des prochaines périodes de l'appel d'offres. Seuls les objectifs des 4 premières périodes ont aujourd'hui été fixés (sur les 10 périodes prévues dans le projet d'arrêté).

Un second appel d'offres, dédié à l'autoconsommation, a également été lancé en juillet 2019, portant sur un volume cible de 2 MW à Mayotte. La CRE rappelle qu'elle était défavorable au lancement d'un tel appel d'offres pour les raisons suivantes :

- Cohabitation de deux dispositifs de soutien sur la même gamme de puissance offrant des possibilités d'arbitrage aux porteurs de projet ;

²³ Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion

²⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 octobre 2019 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé à Mayotte dans le cadre du guichet d'avril 2019



- Risque de défaut de concurrence prononcé et possibles effets d'aubaines associés ;
- Risque de sous-dimensionnement des installations par rapport à la surface de toiture disponible, en particulier dans un contexte de rareté des toitures équipables et de rareté du foncier ;
- Lancement de l'appel d'offres alors que l'étude sur la valeur de l'autoconsommation en ZNI que la CRE avait demandé à EDF SEI – qui en a confié la conduite au cabinet e-Cube – n'était alors pas finalisée. Cette étude a mené aux conclusions suivantes : écart de valeur (positif ou négatif selon les cas) très faible de l'autoconsommation par rapport à l'injection en totalité, attention sur le risque de désoptimisation du comportement des consommateurs qui ne réagissent plus totalement en autoconsommation à un signal tarifaire global mais pourraient être amenés à déplacer leurs consommations par rapport à une optimisation « individuelle » de leur taux d'autoconsommation.

Recommandation 20. Afin de donner de la visibilité à la filière, la CRE invite l'Etat à fixer le plus rapidement possible les objectifs des prochaines périodes de l'appel d'offres et de garantir à l'avenir des appels d'offres réguliers. En outre, la CRE recommande que sur les prochaines périodes l'intégralité de la puissance appelée soit concentrée sur des familles ne disposant pas de dispositifs de stockage, le stockage se développant au travers des appels à projets CRE. Enfin, la CRE recommande de privilégier le soutien au photovoltaïque de grande puissance au travers d'un appel d'offres en injection en totalité.

• **Concernant les arrêtés tarifaires**

Le territoire de Mayotte fait partie des ZNI visées par l'arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques implantées sur bâtiment, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts.

Si la CRE a déjà salué la mise en place de modalités de rémunération spécifiques à chacune des ZNI, elle regrette que cet arrêté prévoit une mise à jour trimestrielle des tarifs d'achat en fonction des demandes de raccordement reçues par les gestionnaires de réseau en métropole continentale et non pas dans les ZNI : ceci n'a pas permis d'auto-ajustement du tarif local en fonction de la dynamique désormais soutenue observée à Mayotte.

La CRE considère également que le tarif applicable à Mayotte pourrait être révisé. En effet, la CRE avait remis un avis défavorable au projet d'arrêté²⁵ considérant notamment que les tarifs proposés conduisaient à des rentabilités excessives pour cinq des six territoires visés par le projet d'arrêté, notamment à Mayotte. Sur le fondement de ses analyses sur le taux de rentabilité des projets, la CRE avait recommandé d'abaisser le tarif de base à Mayotte à 180 €/MWh pour les installations de puissances comprises entre 36-100 kWc (au regard de la proposition initiale de 200 €/MWh).

Le tarif de base applicable à Mayotte avait finalement été fixé à 190 €/MWh et s'élève aujourd'hui à 177,8 €/MWh (valeur au 4^{ème} trimestre 2019), compte tenu des mises à jour trimestrielles.

Néanmoins, l'analyse de rentabilité menée par la CRE s'appuyait sur une hypothèse de productible à Mayotte de 1250 heures équivalent pleine puissance (hepp). A la suite des différents échanges menés lors de sa mission, la CRE constate que le facteur de charge de 1250 hepp utilisé est fortement sous-estimé. Une réévaluation du productible conduit *de facto* à une rentabilité plus importante des installations. En considérant un productible de 1500 hepp, représentatif du territoire, un tarif de 150-160 €/MWh serait suffisant pour garantir un niveau de rentabilité (TRI avant impôt) de 6 à 7 %. La prise en compte de la réfaction, récemment introduite à Mayotte²⁶, pourrait conduire à des niveaux légèrement inférieurs.

La CRE a toutefois été alertée sur le fait que le coût de raccordement des installations situées en zone rurale pouvait être très élevé et bien supérieur aux coûts de raccordement usuellement rencontrés. Le développement insuffisant du réseau existant en zone rurale conduit à des coûts de raccordement importants, aujourd'hui entièrement supportés par les producteurs, qui remettent en cause la viabilité financière des petits projets de centrales de production photovoltaïque. Selon les producteurs, ces coûts de raccordement, variables selon les projets, peuvent atteindre plus du double des coûts rencontrés en zone urbaine. Dans ces zones, le tarif actuel s'avèrerait ainsi trop faible pour développer des installations photovoltaïques, ce qui limiterait aujourd'hui le développement de projet à l'agglomération de Mamoudzou.

Pour pallier ce problème, le contrat de convergence prévoit de soutenir financièrement les projets d'installations d'infrastructures de production d'énergies renouvelables sur le territoire, en particulier via un soutien au raccordement de ces installations. Plus largement, ce soutien pourra porter sur l'ensemble des énergies renouvelables, notamment biomasse, stockage de l'énergie, etc.

²⁵ Délibération n° 2017-043 de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête inférieure ou égale à 100 kilowatts et situées en Corse, à la Guadeloupe, en Guyane, à la Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

²⁶ Arrêté du 19 mars 2019 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité



Recommandation 21. La CRE rappelle que les coûts de raccordement sont d'ores et déjà pris en compte dans les tarifs d'achat et qu'un financement par des fonds publics de ces coûts peut conduire à une rémunération excessive des producteurs. A ce titre, la CRE demande aux services de l'État et aux collectivités de ne pas verser de subvention aux projets bénéficiant de tarifs d'achat (installation photovoltaïque de puissance inférieure à 100 kWc) ou aux projets participants à des appels d'offres²⁷.

Toutefois, dans le contexte particulier de Mayotte et afin de faciliter le développement de projets en zone dite « rurale » au sens de la réglementation – qui souffrent d'un retard important dans le développement du réseau et qui représentent actuellement la quasi-totalité du territoire – la CRE considère que des aides pourront être accordées aux projets photovoltaïques situés dans ces zones. Ces aides devront être dimensionnées de façon à couvrir exclusivement le surcoût de raccordement constaté par rapport aux zones urbaines²⁸ dans la limite d'un plafond.

Recommandation 22. Considérant que le développement du photovoltaïque dans les zones non interconnectées suit une dynamique différente de celle du territoire métropolitain, la CRE réitère sa recommandation de décorrélérer les tarifs d'achat des ZNI des demandes de raccordement déposées en métropole continentale en introduisant des coefficients de dégressivité spécifiques.

La CRE recommande de réexaminer le niveau du tarif à Mayotte, qui pourrait conduire aujourd'hui à des rentabilités excessives dans les zones urbaines. Le tarif devra être réajusté, autour de 150-160 €/MWh, en tenant compte du productible réel de Mayotte.

4.1.2 L'installation de panneaux photovoltaïques en toitures doit être privilégiée, mais ne sera pas suffisante pour atteindre un mix 100 % renouvelable

Compte tenu de la forte croissance de la consommation, le verdissement du mix électrique demandera un développement de nouvelles capacités de production renouvelable. A titre d'illustration, en faisant un simple raisonnement en énergie, sans prendre en compte les inadéquations temporelles entre la production et la consommation²⁹, atteindre une part de 50 % de production photovoltaïque dans le mix mahorais à horizon 2024, nécessiterait une puissance photovoltaïque installée de l'ordre de 150 MW³⁰, contre 15,7 MW aujourd'hui. Cela conduirait à mobiliser une surface d'environ 135 ha supplémentaires pour accueillir de nouvelles installations photovoltaïques³¹. Afin d'atteindre un mix 100 % photovoltaïque, plus de 300 MW seraient nécessaires à horizon 2024, ce qui représente une surface d'environ 290 ha à mobiliser.

L'ensemble des acteurs a toutefois alerté la CRE sur la rareté du foncier à Mayotte qui constitue un frein majeur au développement de nouvelles installations photovoltaïques. En effet, le relief accidenté de l'île conjugué à la croissance démographique et la pression foncière qu'elle génère rendent la mobilisation de terrain pour des installations au sol très difficile et coûteuse. De plus, le régime de droit coutumier dont relève encore une partie du foncier complique l'acquisition des terrains. Par conséquent, les acteurs du territoire n'envisagent pas de réserver des surfaces au sol pour le photovoltaïque – en dehors de terrains dégradés ou n'engendrant pas de conflit d'usage (carrières, anciennes décharges...) – mais misent plutôt sur le développement massif d'installations photovoltaïques en toiture.

- **Assurer une exploitation maximale du gisement en toiture**

Compte tenu de l'ampleur des besoins, la CRE considère que l'atteinte d'objectifs ambitieux doit passer par une installation systématique de photovoltaïque sur les nouvelles toitures des bâtiments publics, tertiaire privés (en laissant si nécessaire un espace au solaire thermique).

Néanmoins, si l'installation de photovoltaïque en toiture doit être systématisée, elle ne sera pas suffisante pour atteindre un mix 100 % renouvelable. Afin d'accroître la capacité photovoltaïque, plusieurs acteurs envisagent d'utiliser les terrains des anciennes décharges sauvages de l'île ou les lacs des retenues collinaires.

Selon les informations recueillies par la CRE, les installations sur bâtiments administratifs et scolaires existants et à venir d'ici 2023 représentent un gisement de l'ordre de 36 MW. A cela s'ajoute les surfaces tertiaires mobilisables, pour lesquelles la CRE ne dispose pas d'information.

- **Les gisements sur terrains dégradés constituent un complément dont l'exploitation effective dans les prochaines années est grevée d'incertitudes**

²⁷ Les cahiers des charges de nouveaux appels d'offres en ZNI prévoient un principe de non cumul des aides. Le Producteur s'engage à ce que l'installation ne reçoive pas de soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.

²⁸ En tenant compte, le cas échéant de la réfection.

²⁹ Et sans étudier les difficultés engendrées par un mix massivement dépendant d'un énergie variable et interfacée par électronique de puissance. Ces difficultés sont détaillées dans la partie 4.1.3.

³⁰ Avec un facteur de charge de 1500 hepp.

³¹ Sur la base d'une hypothèse d'évolution de la consommation correspondant au scénario de référence présenté en partie 3.1.2, soit 455 GWh de consommation en 2024.

L'installation de PV sur les anciens casiers de centre d'enfouissement est un axe de développement intéressant, déjà exploité en France continentale. A Mayotte, il existe 5 anciennes décharges à ciel ouvert, ouvertes dans les années 80 et fermées en 2014 avec la mise en service de l'ISDND. Ces décharges n'ont jamais eu d'autorisation d'exploiter. Ces sites, en cours de réhabilitation, représentent une surface de 7,5 ha et un gisement de l'ordre de 6 MW, en considérant que 80 % de ces surfaces peut être recouvertes de photovoltaïque. Toutefois, le manque de connaissance des déchets constituant ces anciennes décharges sauvages et de suivi de leur dégradation pourrait nécessiter d'attendre leur réhabilitation afin d'éviter des incidents causés par un manque de stabilité des terrains ou un dégagement gazeux.

Les casiers de l'ISDND de Dzoumogné, une fois fermés, pourront également à terme être mobilisés pour l'installation de centrale photovoltaïque.

Les retenues collinaires, qui représentent aujourd'hui une surface de l'ordre de 50 ha (à laquelle pourrait s'ajouter la 3^{ème} retenue collinaire d'Ouroveni), constituent également un gisement à explorer. De tels projets soulèvent néanmoins un certain nombre de questions sur la faisabilité technique, les risques sanitaires (question de la migration de composants des panneaux dans l'eau) ou encore les surfaces réellement mobilisables compte tenu de la forte variabilité du niveau de l'eau.

Une autre solution qui séduit les acteurs publics réside dans le développement de serres photovoltaïques, permettant une mutualisation des usages. Cette solution présente l'avantage de participer au développement et la structuration de la filière agricole, qui représente aujourd'hui une part minimale de l'économie formelle, grâce aux revenus complémentaires apportés par la production PV tout en évitant des conflits d'usage. Le manque de structuration de la filière agricole, qui repose aujourd'hui en grande majorité sur une activité informelle, et la faible taille des exploitations (0,45 ha en moyenne) risquent toutefois de ralentir le développement de tels projets. En outre, il conviendra de s'assurer au préalable de la possible cohabitation entre les deux activités (identification des cultures adaptées à un développement sous serre) et de la réelle valeur ajoutée pour les cultures et l'exploitation agricole. Plus largement, on peut noter que la structuration d'une agriculture vivrière sur le territoire serait porteuse d'emploi et permettrait également d'éviter les consommations de carburants liées à l'import des denrées.

- **Bilan des gisements hors sol disponibles**

L'étude de l'ADEME sur l'autonomie énergétique à horizon 2030 identifie un potentiel de capacité additionnelle de 107 MW, tous secteurs confondus (toitures résidentielles, tertiaires, serres photovoltaïques, terrains dégradés et ombrières de parking). La mobilisation de l'ensemble de ces surfaces, permettrait de produire environ 40 % de la consommation en 2024 et un peu moins de 35 % en 2030.

La mobilisation de ces gisements est soit sujette à un volontarisme assumé – exploitation de l'ensemble des toitures, soit sujette à d'importantes incertitudes quant à la possibilité ou au rythme auquel il sera exploité.

Une analyse approfondie du potentiel effectivement mobilisable à différents horizons de temps pourrait utilement compléter le recensement du gisement techniquement accessible.

La CRE conseille également aux rédacteurs de la PPE de réfléchir à la mobilisation d'un espace dédié au sol. En effet, la mobilisation de 1 % de la surface de l'île serait suffisant pour satisfaire la quasi-totalité de la demande à horizon 2030 (sans tenir compte des besoins de stockage et des contraintes du réseau - cf. partie 4.1.3).

En tout état de cause, la définition des ambitions doit se faire en adéquation avec la définition de moyens techniques permettant l'insertion effective et en toute sécurité de l'énergie photovoltaïque produite.

Recommandation 23. Compte tenu du faible potentiel de développement des autres filières renouvelables (cf. partie 4.2), la filière photovoltaïque constituera un des principaux leviers de développement EnR de l'île. Vu la raréfaction du foncier, l'installation de photovoltaïque sur les toitures constitue la solution la plus facile pour verdier le mix et doit par conséquent être privilégiée.

Afin de faciliter et accélérer le développement de la filière, la CRE recommande aux services de l'État de rendre obligatoire l'installation de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments publics et tertiaires privés, en particulier sur les nouvelles écoles et autres bâtiments publics, les centres commerciaux et parcs de stationnement couverts, les entrepôts et hangars. Il s'agirait, compte tenu des spécificités du territoire, d'aller au-delà des prescriptions de la Loi Energie-Climat qui rend obligatoire la solarisation de 30 % des surfaces³². Une réforme des circuits financiers devrait en outre être envisagée afin de permettre aux établissements publics de garder tout ou partie du bénéfice des loyers versés par les opérateurs d'installations photovoltaïques pour l'utilisation de leurs toitures.

Recommandation 24. Afin de définir les nouveaux objectifs de développement EnR de la PPE, la CRE recommande de réaliser une étude approfondie sur le potentiel photovoltaïque à Mayotte. Il s'agit en particulier d'identifier

³² L'article 6 introduit l'obligation pour tout nouveau centre commercial, bâtiment industriel, entrepôt, hangar ou parking couvert de dédier 30 % de sa toiture à une installation renouvelable ou végétalisée.

et de répertorier l'ensemble des surfaces mobilisables pour de nouvelles installations (toitures actuellement disponibles et estimation des constructions à venir) et d'étudier la faisabilité de réaliser des installations sur des terrains ne présentant pas de conflit d'usage (anciennes décharges réhabilités, retenues collinaires, serres agricoles...). Il s'agira en outre d'évaluer à quelle(s) échéance(s) ces surfaces pourront vraisemblablement être mobilisées. Cette démarche doit être la base de la PPE afin de définir des objectifs cohérents et réalisables.

L'Etat devrait mettre le développement de serres photovoltaïques au service du développement d'une filière agricole mahoraise ; un pilotage fin sous l'égide des autorités en charge de la politique agricole couplé à une ambition de résilience alimentaire apparaît à cet égard nécessaire.

Une vraie réflexion sur un espace dédié au PV au sol mériterait également d'être conduite si le territoire souhaite atteindre ses objectifs en terme de production renouvelable.

4.1.3 Un développement important du photovoltaïque nécessite des évolutions sur la gestion du système électrique pour en assurer l'insertion effective dans le respect de la sûreté du système

L'insertion massive d'énergie photovoltaïque – intermittente et interfacée par électronique de puissance – représente un défi pour assurer une gestion en toute sûreté du système électrique. Des exigences renforcées sur la tenue de fréquence et de tension de ces installations doivent par conséquent être imposées et les moyens à mobiliser et la gestion du système doivent être adaptés au rythme de développement du photovoltaïque. A défaut, le maintien d'un seuil conservateur sur le taux de pénétration instantanée des énergies renouvelables intermittentes obèrera les possibilités de réaliser la transition énergétique par le développement de cette énergie.

4.1.3.1 Si le principe d'un seuil de déconnexion est maintenu, il y a priori un maximum de puissance installée à ne pas dépasser pour ne pas écrêter massivement

La PPE fixe un seuil de déconnexion des énergies renouvelables intermittentes à 32 % en 2017 et prévoit de porter ce seuil à 36 % en 2020, sous réserve d'études concluantes mesurant les impacts techniques et financiers sur la sûreté du système électrique.

Le seuil de déconnexion tel qu'il est aujourd'hui défini ne permet pas de traduire fidèlement les risques pour la sécurité et la stabilité du réseau d'une pénétration très importante d'énergie intermittente. En effet, un taux instantanée d'énergies renouvelables peut avoir des conséquences différentes sur la gestion du système électrique selon les moyens en fonctionnement, le niveau de consommation, et donc l'inertie du système. D'autre part, les installations photovoltaïques couplées à un dispositif de stockage ne sont pas comptabilisées dans le seuil de déconnexion bien qu'elles n'apportent aucune inertie au système électrique et ne participent pas à la réserve.

C'est pour cette raison que la CRE propose de réfléchir en termes de moyen à mobiliser pour améliorer les conditions de pénétration des EnR plutôt qu'en terme d'augmentation de ce seuil (cf. partie 4.1.3.2). Il n'en demeure pas moins que si ces conditions ne sont pas réunies – ce qui aujourd'hui se traduit par des plafonds qui restent inférieurs à 50 % dans les propositions d'EDM (cf. paragraphe suivant), les ambitions photovoltaïques doivent être définies en tenant compte de ce seuil afin de ne pas conduire à un écrêtement massif.

Les analyses développées dans la présente sous-partie illustrent ce phénomène en s'inscrivant dans le cadre actuel, sur la réévaluation du seuil de déconnexion tel que défini dans les PPE. Dans le cadre de la révision de la PPE, EDM a mené une étude en 2018 pour évaluer le taux de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes acceptable pour le système électrique. Sur la base de cette étude, EDM propose de relever le seuil de déconnexion à 36 % dès 2019 puis à 40 % à l'horizon de la mise en service des premiers moyens de stockage centralisés assurant un service de réglage de fréquence.

Les résultats de cette étude montrent que le seuil de déconnexion pourrait être porté à 44 % moyennant un principe de dispatching adapté (nécessitant de déroger à l'ordre de mérite) et de vérifier la capacité effective des groupes à supporter une surcharge temporaire faible pendant le temps nécessaire à la mise en production de groupes supplémentaires. Ce seuil ne pourrait en revanche être dépassé en raison de limite structurelles du parc de génération actuel. A noter que ces résultats ne tiennent pas compte de la mise en service de dispositifs de stockage en report de charge qui pourrait alléger ces contraintes.

Toutefois, ce seuil limite le développement du photovoltaïque et ne sera pas suffisant pour atteindre les objectifs ambitieux de développement de la filière photovoltaïque souhaités par le territoire (cf. paragraphes précédents). En effet, si le parc de production PV se développe sur un rythme rapide, maintenir le seuil de déconnexion actuel de 32 % représentera rapidement un préjudice pour la collectivité qui financera de l'énergie non injectée³³.

³³ En effet, un mécanisme de compensation financière des éventuelles déconnexions décidées par le GRD pour assurer la sûreté du réseau a été introduit dans le tarif d'achat et dans le cahier des charges du nouvel appel d'offres, afin de ne pas faire supporter ce risque aux producteurs et freiner le développement de la filière.

Selon les analyses de la CRE, avec un seuil de déconnexion fixé à 32 % et en l'absence de stockage en 2024, des déconnexions importantes apparaîtront, de l'ordre de 15 % de l'énergie produite. Ces analyses tiennent compte des objectifs de développement photovoltaïque inscrits dans le nouvel appel d'offres et des tendances de développement actuelles observées par la CRE, soit 57 MW de photovoltaïque en 2024, dont 29 MW sans dispositifs de stockage. Relever le seuil de déconnexion à 40 % ou 44 % à horizon 2024 affecte peu la part d'énergie fatale écartée. En effet, l'ensemble des déconnexions ne sont pas liées à l'atteinte de ce seuil. D'une part car ce seuil ne tient pas compte aujourd'hui de la production de installations photovoltaïques disposant d'un dispositif de stockage, qui représentent, selon nos hypothèses, près de la moitié de capacité photovoltaïque installée. D'autre part car des déconnexions peuvent avoir lieu, par exemple, lorsque la production d'énergie intermittente³⁴ est supérieure à la demande ou afin de respecter les besoins en réserve primaire qui ne peuvent pas être assurés par le photovoltaïque. La nécessité pour les groupes thermiques d'assurer le besoin de réserve et les puissances minimales de fonctionnement des moteurs engendrent une bande minimale de production thermique qui peut conduire à des déconnexions de la production photovoltaïque en l'absence de stockage.

En revanche, la mise en service des deux dispositifs de stockage sélectionnés par la CRE permettra d'améliorer sensiblement l'intégration du photovoltaïque en limitant les écrêtements (cf. partie 4.1.3.2). En effet, une fois les dispositifs de stockage pris en compte, la production d'énergie fatale écartée diminue sensiblement, à environ 3 % de l'énergie fatale produite. Néanmoins, si le seuil de déconnexion prenait en compte l'ensemble de l'énergie fatale n'apportant pas d'inertie au système – le photovoltaïque avec et sans dispositif de stockage – plus de 7 % de l'énergie photovoltaïque serait tout de même écartée (avec un seuil à 44 %).

D'autre part, dans le cadre de cette analyse, l'ensemble de la production PV ne représente qu'une part relativement faible de l'énergie produite, de l'ordre de 16 % (hors déconnexions). Le verdissement massif du mix, à partir d'énergie renouvelable conduirait à des déconnexions bien plus importantes. A titre d'illustration, l'introduction de 150 MW de photovoltaïque, au lieu de 57 MW, conduit à des déconnexions de près de 40 % de l'énergie produite avec un seuil de déconnexion à 44 % et de l'ordre de 48 % si ce seuil s'appliquait également au PV + stockage.

Recommandation 25. Afin d'approfondir ces analyses, la CRE demande au gestionnaire de réseau :

- (i) de lancer une étude détaillée afin d'identifier la puissance maximale de PV installée acceptable pour le réseau aux différents horizons temporels (2024, 2028 et 2030), en tenant compte de la mise en service des dispositifs de stockage sélectionnés par la CRE ;
- (ii) d'évaluer, selon le seuil admissible pour le réseau, la capacité photovoltaïque à développer afin de limiter les déconnexions à 5 % de l'énergie produite à ces différents horizons temporels ;
- (iii) d'étudier les solutions à mettre en œuvre pour intégrer ces capacités d'installations photovoltaïques, notamment la capacité de stockage nécessaire et les moyens permettant de résoudre les problèmes liés à l'inertie (cf. recommandation 27).

Cela permettra d'en déduire l'ambition maximale à se donner pour le PV si le seuil d'écrêtement ne permet pas une pénétration instantanée de plus de 40 % ou 44 % et par conséquent la surface à mobiliser pour le photovoltaïque.

Recommandation 26. Plus largement, la CRE recommande de réviser la définition de ce seuil afin (i) de tenir compte de l'ensemble des énergies intermittentes (installations photovoltaïques avec et sans stockage) n'offrant pas d'inertie au système électrique et (ii) de donner une marge de manœuvre plus importante au GRD sur la déconnexion des EnR pour sécuriser le système électrique tout en limitant l'énergie écartée. Ce seuil de déconnexion – qui correspond aujourd'hui à un taux instantané d'énergie intermittente sur le réseau – pourrait être remplacé par un taux maximal d'énergie intermittente déconnectée sur une année. Ce seuil pourrait être fixé, dans le cadre de la révision de la PPE à 5 % en 2028, charge au GRD, sous le contrôle de la CRE, de mettre en œuvre les moyens adéquats pour le respecter.

4.1.3.2 Les moyens permettant d'accepter à chaque instant plus d'énergie photovoltaïque doivent être recensés et mobilisés en fonction de leur efficacité et de leur coût

Afin d'accompagner l'intégration d'énergie renouvelable intermittente, il apparaît également nécessaire d'améliorer la **prévisibilité** de la production photovoltaïque et de renforcer leur **résilience aux variations de fréquence et tension** pour toutes les nouvelles installations, voire pour les anciennes, par exemple à l'arrivée à échéance de leur contrat d'achat. Aujourd'hui, la production photovoltaïque installée n'est a priori pas résiliente à des creux de tension ou à des creux de fréquence induits par la perte d'un groupe conventionnel, renforçant l'impact de l'incident et impliquant de revoir à la hausse le volume de réserve primaire.

De telles mesures ont d'ores et déjà été introduites dans le cahier des charges du nouvel appel d'offres, sur recommandation de la CRE. Ce dernier prévoit bien le respect, pour l'ensemble des installations, des exigences techniques

³⁴ Installations photovoltaïques avec ou sans stockage

prévues dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau en vigueur, afin de rester connecté au réseau lors des régimes perturbés.

L'arrivée massive de nouveaux sites de production, essentiellement photovoltaïque, imposera également à EDM de procéder à une révision régulière du plan de protection du réseau notamment pour assurer l'efficacité du délestage.

La CRE considère qu'une réflexion doit être menée par le GRD sur la priorisation de certaines zones pour le raccordement de nouvelles installations afin de prendre en compte les contraintes sur le réseau ou du plan de délestage, par exemple en favorisant les raccordements sur des départs HTA situés sur les derniers stades de délestage pour maintenir l'efficacité de celui-ci. L'opportunité de mettre en place un délestage à dérivée de fréquence, telle qu'EDF SEI l'a mis en place en Guadeloupe, pourrait par ailleurs être étudiée.

- **La problématique de l'inertie doit être étudiée**

L'intégration d'une part croissante d'énergies renouvelables intermittentes soulève la problématique de l'inertie du système électrique.

En effet, pour qu'un réseau électrique fonctionne correctement, un équilibre permanent doit être conservé entre la production et la consommation. L'un des principaux indicateurs de cet équilibre est la stabilité de la fréquence qui doit être maintenue à 50 Hz. En cas de chute de production, occasionnant une baisse de fréquence, les producteurs doivent être en mesure de libérer rapidement sur le réseau une puissance supplémentaire pendant au moins 15 minutes, autrement dit d'apporter de la réserve primaire provisionnée actuellement à hauteur de 15 % de la demande. Si cela n'est pas suffisant, EDM peut délester une partie de la consommation afin d'accélérer le rétablissement de l'équilibre entre production et consommation.

La variation de la fréquence induite par un incident dépend de l'énergie cinétique des masses tournantes couplées : plus l'inertie est grande – avec des machines plus lourdes ou plus nombreuses – moins la fréquence se dégrade rapidement en cas d'incident. Or, les centrales de production à partir des sources renouvelables intermittentes avec ou sans stockage, étant interfacées par électronique de puissance, n'apportent pas d'inertie au système.

EDM a d'ores et déjà identifié des problématiques liées à l'inertie qui le conduisent à exploiter le réseau sur une plage de fréquence comprise entre 50,10 Hz et 50,25 Hz, au lieu de 50 Hz (cf. partie 2.2.4).

Le développement des énergies intermittentes va renforcer ces problématiques inertielles pour le réseau. Une première étude inertielle a été conduite dans le cadre de l'étude sur le seuil de déconnexion des EnR. EDM envisage également de lancer de nouvelles études sur l'inertie, en réalisant d'une part une étude dynamique sur la caractérisation de ce problème d'inertie à l'aide d'un outil de modélisation et d'autre part une étude de faisabilité et de pré-dimensionnement technico-économique pour la mise en place d'un volant d'inertie devrait être conduite.

Recommandation 27. La CRE demande à EDM de mener une étude sur les solutions à mettre en œuvre pour améliorer l'inertie du réseau à court terme et déterminer les moyens à mettre en place pour intégrer une part croissante d'énergies interfacées par électronique de puissance à moyen terme (photovoltaïque, dispositifs de stockage).

La CRE invite également EDM à lancer une réflexion sur l'évolution de son dimensionnement de la réserve primaire dans la mesure où (i) une approche basée sur un pourcentage de la demande ne permet pas toujours aujourd'hui de couvrir la perte du plus gros groupe et (ii) à terme, avec l'augmentation de la consommation, elle pourrait conduire à surdimensionner le besoin en réserve primaire.

- **Le stockage permettra d'accompagner l'intégration du photovoltaïque**

Pour équilibrer le système électrique à tout instant, EDM assure aujourd'hui une réserve primaire correspondant à 15 % de la demande. Cette réserve primaire est assurée par la réserve tournante des moteurs de Longoni et Badamiers qui implique une production minimale de ces groupes et s'oppose à l'augmentation de la pénétration instantanée des EnR intermittentes.

Le stockage centralisé permet de répondre en partie à cette problématique de gestion de la réserve primaire et à la sécurisation de l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité. S'il ne permet pas de compenser la perte d'inertie, il apporte, en revanche, un surplus de réserve primaire très rapide et plus réactive que celle des groupes de production thermiques, ce qui devrait atténuer les excursions de la fréquence et ainsi accompagner l'intégration des EnR intermittentes. En effet, dans ses prescriptions techniques EDM demandait que le temps de réponse des dispositifs de stockage en réglage de fréquence n'excède pas 400 ms, alors que le système actuel piloté par de la mécanique est beaucoup moins rapide (>1s).

Afin de garantir le développement efficace de cette filière, la CRE a annoncé le 17 juillet 2018 l'organisation d'un guichet de saisine unique à Mayotte se terminant le 17 avril 2019. Sur les 17 projets déposés, la CRE a retenu deux projets, un assurant un service d'arbitrage et l'autre un service de report. Le projet d'arbitrage, porté par

Albioma, est dimensionné pour pouvoir injecter deux heures à une puissance maximale de 7,4 MW. Avec 4 MW de puissance, le projet de Total Solar assurera 36 % de la réserve rapide³⁵.

En assurant une partie de la réserve avec du stockage, les contraintes sur la production thermique seront amoindries ce qui permettra d'injecter davantage d'énergie photovoltaïque sur le réseau. Cette injection supplémentaire, qui aurait été écartée sans stockage, permet de réduire la production thermique, les coûts et les émissions de CO₂ associées. Par ailleurs, en réduisant les contraintes de modulation de la production thermique, le stockage permet de réduire le nombre de démarrage et d'arrêt de ces groupes.

Le stockage par arbitrage va également faciliter l'intégration de l'énergie photovoltaïque, en stockant l'électricité pendant les périodes de fort ensoleillement, il devrait permettre d'éviter l'écrêtement de la production intermittente. En apportant une flexibilité supplémentaire au système électrique, il permettra aussi de réduire les coûts totaux de démarrage du parc thermique.

4.2 En dehors du photovoltaïque, Mayotte dispose aujourd'hui d'un faible potentiel de développement des EnR mais d'autres solutions, à plus long terme, doivent toutefois être explorées

Concernant la filière éolienne, Mayotte ne dispose d'aucune installation à ce jour. La PPE actuellement en vigueur prévoit l'installation d'une capacité de 4 MW d'éolien à horizon 2023. Un « atlas éolien » élaboré en septembre 2008 pour le compte de la Collectivité Départementale de Mayotte avait estimé le potentiel éolien de l'île autour de 50 MW. Toutefois, les zones identifiées sont essentiellement situées au niveau des reliefs et des lignes de crête ce qui pose le problème de leur accessibilité et de la difficulté de raccordement au réseau. En 2018, le Conseil Départemental de Mayotte a lancé une nouvelle étude portant sur la pertinence et les conditions de réalisation d'une filière éolienne à Mayotte. Les deux sites qui ressortent de cette étude soulèvent toutefois des enjeux environnementaux importants du fait de leur localisation dans des zones de biodiversité à enjeux forts ou reconnus. De plus, les contraintes d'accès à ces deux sites conduisent à privilégier des éoliennes de petites tailles, ce qui risque de renchérir leur coût de production. Ainsi, le potentiel de développement éolien terrestre à Mayotte apparaît limité.

Concernant l'énergie hydraulique, le potentiel de développement est faible voire inexistant du fait du faible débit permanent des rivières de l'île (souvent asséchées ou dont le débit est très limité en saison sèche) et des contraintes induites par la sécurisation de l'approvisionnement en eau potable. Il n'existe aujourd'hui aucune installation en service ou projet en cours de développement à Mayotte.

Le potentiel de développement de la ressource hydroélectrique réside uniquement dans la création de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) terrestres et marines. Une étude menée par l'ADEME a permis d'identifier trois sites potentiels, de capacités unitaires comprises entre 1 et 3 MW. La CRE attire toutefois l'attention des rédacteurs de la PPE sur le coût généralement très élevé de tels projets, souvent peu compétitifs par rapport aux batteries pour le stockage de l'électricité.

L'opportunité de construire une STEP, couplée au projet de construction d'une 3^{ème} retenue collinaire à Orovéni (cf. partie 3.1.3) et dont les coûts pourraient ainsi être partagés entre la gestion de l'eau et la production d'électricité mérite toutefois d'être étudiée.

Concernant les déchets, l'installation existante de 1 MW sur la commune de Dzoumogné utilise le biogaz du seul ISDND de l'île. Le projet initial prévoyait l'installation d'un deuxième moteur de 1 MW cinq ans après sa mise en service afin d'absorber l'accroissement de la production de biogaz. Cette installation devrait rester suffisante à moyen terme, même quand la qualité de collecte des déchets aura été améliorée.

D'autres projets sont aujourd'hui à l'étude pour valoriser les déchets du sud de l'île mais le potentiel de production d'électricité reste toutefois limité du fait des faibles volumes de déchets actuellement collectés.

L'opportunité d'installer une petite unité de valorisation des déchets ou des huiles usagées mérite toutefois d'être étudiée.

Concernant la biomasse, la ressource locale est aujourd'hui limitée du fait des fortes pentes et du risque d'érosion. Le projet de centrale d'Albioma, d'une capacité de 12 MW (soit environ 90 GWh/an), en cours de développement, s'appuie ainsi essentiellement sur l'utilisation de biomasse importée (environ 70 000 tonnes de pellets par an) et de façon marginale sur des déchets verts locaux. La provenance de la biomasse importée n'est pas déterminée à ce jour mais la conversion de la centrale de Bois-Rouge à la Réunion pourrait permettre des synergies importantes pour l'approvisionnement en biomasse de cette centrale.

Recommandation 28. A ce titre la CRE recommande qu'une étude indépendante soit menée, par exemple par l'ADEME, pour confirmer le bilan environnemental d'une telle solution d'importation de biomasse.

³⁵ Dans le cadre du guichet stockage, le système électrique mahorais a été modélisé avec un besoin en réserve rapide de 11 MW, correspondant à la perte du plus gros moteur de l'île situé à Longoni

Concernant la géothermie, une étude a été menée par le BRGM et l'ADEME en 2008 afin de déterminer le potentiel géothermique à Mayotte. Cette étude a conclu que l'île de Grande-Terre ne disposait d'aucun potentiel géothermique de faible profondeur mais que l'île de Petite-Terre présentait des manifestations liées au volcanisme qui sont des indices de conditions propices au développement d'un réservoir géothermique en profondeur. La réalisation de forage est dès lors nécessaire pour apporter de nouvelles informations et permettre de localiser des zones d'intérêt géothermique en profondeur.

Recommandation 29. La CRE considère qu'en l'absence d'autres potentiels renouvelables importants à Mayotte, la solution de la géothermie doit continuer à être explorée pour un éventuel développement à long terme qui permettrait d'accompagner la croissance de la consommation. Une partie des coûts des études d'exploration pourrait ainsi être financée par les charges de service public de l'énergie, à condition que cette étude soit clairement identifiée dans la future PPE révisée.

Ainsi, il est possible que la filière géothermique puisse se développer à Petite-Terre. Toutefois compte-tenu de la durée de développement de tels projets et de des mesures complémentaires restant à effectuer, le territoire ne peut compter sur une telle installation avant 2028.

Enfin, des alternatives au gazole pourraient être étudiées pour réduire l'impact environnemental des centrales thermiques existantes d'EDM ou de futures centrales.

EDM a conduit une étude en 2016 sur la faisabilité d'un fonctionnement de ses moteurs au biocarburant en substitution du gazole. L'étude concerne deux types de biocarburants, les EMAG (Ester méthylique d'acide gras) produits à partir d'huiles végétales (colza, tournesol, palme, etc.) ou le biodiesel issu d'huiles végétales hydro-traitées (HVO, hydro-treated Vegetable Oil). L'étude conclut qu'il n'existe pas de contre-indication à l'emploi de biocarburant EMAG en mélange ou à 100 % pour les moteurs de Longoni, des moteurs équivalents fonctionnant déjà avec ce type de combustible. Toutefois, la viscosité de ce carburant et son manque de stabilité (nécessité de l'utiliser dans les premiers jours suivants sa livraison) rendent très complexe la logistique associée à son usage.

Concernant les HVO, ils présentent des caractéristiques facilitant grandement la logistique, mais leur emploi est rendu complexe par leur faible densité. Leur usage dans les moteurs devra être validé par le constructeur des moteurs en fonction des spécifications du fournisseur de combustible.

Recommandation 30. La CRE encourage EDM à mettre à jour et approfondir l'étude de faisabilité et de chiffrage des coûts de la conversion des moteurs de Longoni au biocarburant. Il conviendra également d'examiner finement l'impact environnemental de cette solution avant toute décision de conversion.

De la même façon, ENGIE étudie l'option d'un approvisionnement alternatif pour son projet de centrale à cycle combiné fonctionnant au GPL à Mayotte. Ce projet, inscrit dans l'actuelle PPE qui prévoit d'ici la fin de l'année 2023 un projet de centrale fonctionnant au fuel léger ou au gaz de pétrole liquéfié. ENGIE envisage de substituer progressivement le propane par du bio-propane (propane produit à partir de résidus de filières agricoles ou forestières)³⁶ puis vers 2030 par du gaz de synthèse produit à partir d'hydrogène renouvelable et de CO2 capté auprès d'émetteurs industriels (procédé power to gas). L'utilisation de propane ou bio propane dans les transports maritime et terrestre permettrait des synergies intéressantes et réduirait ainsi les coûts logistiques associés à son importation.

³⁶ Le bio propane HVO, issu d'huiles végétales hydro-traitées (huiles végétales et déchets industriels tels que les huiles de cuisson ou les résidus de graisses animales) est un co-produit du biodiesel.

5. ANALYSE DU BESOIN COMPLEMENTAIRE DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

5.1 Objectif de l'analyse, démarche et scénarios étudiés

5.1.1 Objectifs de l'analyse

La PPE de Mayotte adoptée le 19 avril 2017³⁷ prévoit la création de moyens de production de 44 MW d'ici la fin de l'année 2023 afin de sécuriser l'alimentation électrique à Mayotte. L'objectif est décliné de la façon suivante :

- un projet de centrale biomasse (12 MW) ;
- un projet combinant installations photovoltaïques et stockage (11 MW) ;
- un projet de centrale fonctionnant au fuel léger ou au gaz de pétrole liquéfié permettant de couvrir le reste du besoin.

En cas de retard de mise en service ou de non-réalisation de la centrale biomasse ou du projet combinant installations photovoltaïques et stockage, la PPE prévoit que le projet de centrale fonctionnant au fuel léger ou gaz de pétrole liquéfié répondra à l'intégralité du besoin.

Depuis l'adoption de la PPE, l'évolution de différents paramètres conduit à réinterroger les objectifs envisagés à l'époque. Ces modifications relèvent d'une part du fait qu'EDM a fait évoluer sa méthodologie pour identifier les futurs besoins du parc de production et, d'autre part, de la révision des hypothèses de croissance de la demande et d'évolution du parc de production. En effet, la croissance de la consommation, bien que toujours soutenue, s'est infléchie par rapport à 2015 et la mise en œuvre du cadre de compensation MDE, adopté au mois de janvier 2019, devrait permettre de limiter l'augmentation de la consommation. La mise en service en 2021 des deux projets retenus dans le cadre du guichet stockage assurant des services de réglage de fréquence et de report de charge, vont également permettre de limiter les sollicitations des groupes thermiques en permettant une production plus importantes d'énergie renouvelable. Enfin, la mise en place d'un tarif d'achat spécifique à Mayotte pour les petites installations photovoltaïques et le lancement du nouvel appel d'offres territorialisé pour les installations photovoltaïques de plus grande taille devrait permettre de relancer la filière et d'en accélérer le développement.

Aujourd'hui, en dehors de la filière photovoltaïque, deux porteurs de projets envisagent de développer des installations de production à Mayotte :

- **Albioma** développe un projet de centrale biomasse d'une capacité de 12 MW sur le port de Longoni. La centrale fonctionnerait à partir de biomasse importée, complétée par des déchets verts locaux (70 000 t de pellets par an dont 2 000 environ de déchets verts locaux).
- **ENGIE** porte un projet de cycle combiné, également sur le port de Longoni, d'une capacité de 3x10MW ou 2x16,5 MW utilisant du GPL et, à terme, du gaz renouvelable.

Dans ce contexte et afin d'accompagner les acteurs dans la révision de la PPE qui devra notamment trancher sur le maintien de l'objectif de développement de l'un et/ou l'autre projet, la CRE a mené des analyses visant à identifier les besoins du système à différents horizons temporels.

5.1.2 Démarche de l'analyse, scénarios et hypothèses

• Présentation synthétique

Les analyses d'équilibre offre-demande obtenues fournissent des indicateurs de défaillance qui permettent de jauger la qualité de la sécurité d'approvisionnement offerte par le parc de production envisagé. Cette étude vise à évaluer le besoin en capacité additionnelle à horizon 2024-2028, période concernée par la révision de la PPE, et à déterminer si l'ensemble des projets envisagés aujourd'hui sont pertinents afin d'éviter des coûts échoués engendrés par un système surcapacitaire.

Pour cela, sera mise en évidence l'échéance à partir de laquelle un besoin de puissance apparaît et la nature du besoin (base / pointe). Sur la base des hypothèses de développement du photovoltaïque et de croissance de la consommation décrites *infra*, l'analyse étudie l'équilibre du système pour les années 2024 à 2028 selon deux options, l'une dans laquelle Badamiers I est mise à l'arrêt à son échéance de référence de 2024, l'autre dans laquelle l'exploitation de cette centrale est poursuivie jusqu'en 2030.

Afin d'apprécier la robustesse des recommandations qui en découlent au-delà de 2028, des analyses complémentaires ont été réalisées à horizon 2030, à la veille du déclassement théorique de Badamiers II, et en 2031, en considérant qu'il a eu lieu³⁸.

³⁷ Décret n° 2017-577 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Mayotte

³⁸ Il convient de noter qu'EDM envisage d'étudier, à l'instar de Badamiers I, un prolongement de l'exploitation de Badamiers II au-delà de 2031 qui constitue son échéance de référence (fin de vie technique).

• **Fonctionnement de l'outil**

Ces études ont été réalisées avec l'outil de simulation développé par la CRE qui modélise le comportement du système électrique à la maille horaire en intégrant notamment :

- Une modélisation stochastique des aléas affectant le parc (consommation, énergies fatales, disponibilité des moyens commandables) au sein d'une simulation de Monte Carlo ;
- Une optimisation de la conduite du parc de production, à travers la résolution des problèmes de *unit commitment* et de *dispatch* économique, intégrant une prise en compte des contraintes de pilotage des moyens thermiques.

Le système électrique est modélisé de façon globale et agrégée : il s'agit de satisfaire une demande globale par le dispatching de moyens de production agrégés sur le réseau. L'équilibre offre/demande est réalisé sur un unique nœud, agrégeant l'ensemble des composantes de la demande et de la production du système électrique. L'étude ne modélise pas les équilibres offre/demande régionaux ou nodaux. Ainsi, les contraintes réseaux des deux îles et des câbles ne sont pas prises en compte et la totalité des besoins du système pourrait ainsi être assurée par la production de Longoni. Par ailleurs, l'étude ne modélise pas les problématiques liées à l'inertie du système.

Les principes mathématiques de la modélisation sont présentés en annexe.

• **Hypothèses**

S'agissant de la demande d'électricité, la CRE a choisi de réaliser son analyse à partir du scénario de référence d'EDM (décrit au paragraphe 3.1.2), qui s'inscrit dans le prolongement des évolutions constatées ces dernières années, bien que légèrement plus haussier. Toutefois, les investissements importants consentis par l'État et les collectivités dans le cadre notamment du contrat de convergence et de transformation signé en juillet 2019 (1,6 Md€ sur la période 2019-2022) et les projets de développement de l'activité industrielle de l'île pourraient conduire à une croissance économique plus importante qu'anticipée dans ce scénario. Par ailleurs, la croissance démographique est entachée d'incertitude significative. En conséquence et suite à la demande de monsieur le Préfet de Mayotte, la CRE a réalisé une analyse de sensibilité (cf. paragraphe 5.2.2) afin de s'assurer de l'adéquation des besoins dans l'hypothèse d'une évolution plus importante de la consommation (« scénario Haut » présenté au paragraphe 3.1.2).

S'agissant du parc de production thermique, les hypothèses retenues sont les suivantes :

- Taux de disponibilité des centrales thermiques existantes : 87 %. Cette hypothèse, conservatrice, a également été retenue pour les futures centrales.
- Réserve rapide : 11,3 MW ce qui correspond à la perte du groupe de Longoni II (cf. recommandation 27).
- Centrales en fonctionnement selon les années :
 - Longoni I et II en service à tous les horizons étudiés ;
 - Badamiers II en service jusqu'en 2030 inclus³⁹ ;
 - S'agissant de Badamiers I, EDM a indiqué être en mesure de poursuivre son exploitation jusqu'en 2030 sous réserve de procéder à des maintenances lourdes sur les moteurs qui la composent. Les coûts de ces opérations n'ont pas encore été évalués. Pour tenir compte de cette possibilité, la CRE a introduit deux variantes :
 - La première considérant un déclassement de la centrale de Badamiers I en 2024 (Option 1) ;
 - La seconde dans laquelle la centrale de Badamiers I est prolongée jusqu'en 2030 (Option 2).

Par ailleurs, la CRE a analysé les effets sur l'équilibre offre-demande de la mise en service d'une centrale de base de 12 MW, correspondant à la réalisation du plus petit des deux projets actuellement en cours de développement.

S'agissant du développement des EnR, les parcs utilisés pour estimer les besoins du système à différentes échéances tiennent compte du potentiel de développement des filières et des tendances de développement actuelles (cf. partie 4.2).

Pour les installations photovoltaïques de moins de 100 kWc, il est considéré que les projets se développent au même rythme que celui des demandes de raccordement actuellement reçues par le gestionnaire de réseau, corrigé d'un taux d'échec des projets de 30 %. Ce même taux s'applique aux volumes cibles des appels d'offres lancés au mois de juillet 2019 pour les installations de plus de 100 kWc, À l'issue du dernier appel d'offres, aucune capacité additionnelle n'a été prise en compte⁴⁰ – ce qui constitue une hypothèse conservatrice.

³⁹ Son exploitation jusqu'en 2030 nécessitera la mise en place d'un dispositif de traitement des fumées.

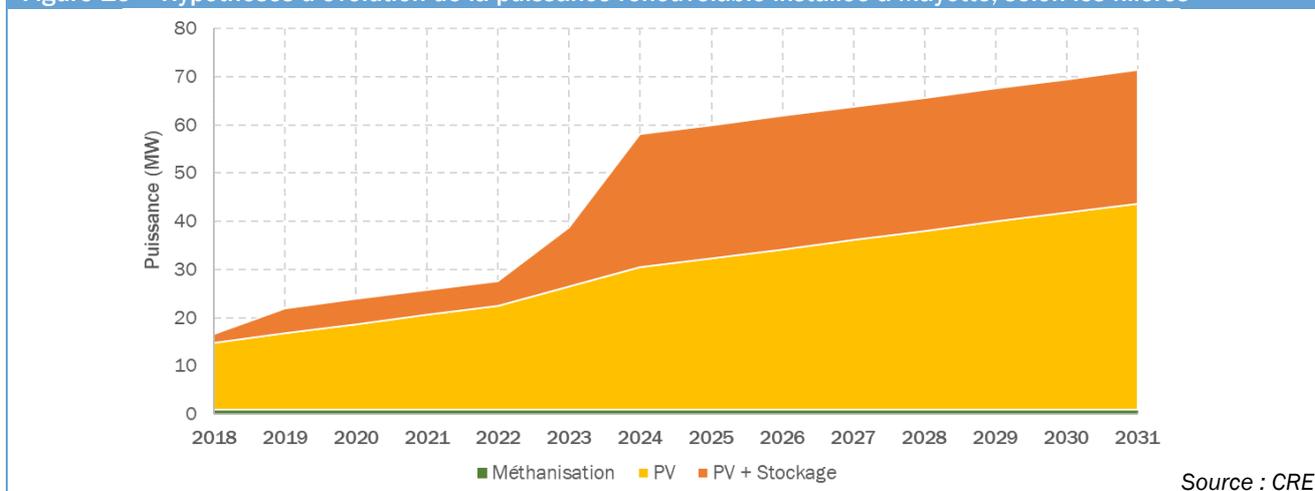
⁴⁰ Il a été considéré un décalage de 3 ans entre le dépôt des offres et la mise en service de l'installation. Ainsi, les projets sélectionnés lors de la 1^{ère} période ont été comptabilisés à partir de 2023.



L'unité de méthanisation sur l'ISDND de Dzoumogné, d'une puissance de 1 MW, est supposée fonctionner à pleine charge à ces horizons temporels.

Les parcs de production ENR retenus aux différents horizons temporels sont représentés dans la figure suivante :

Figure 10 – Hypothèses d'évolution de la puissance renouvelable installée à Mayotte, selon les filières



Le seuil de déconnexion des énergies intermittentes considéré est de 40 %, quel que soit l'horizon temporel étudié.

S'agissant du stockage, les deux projets retenus dans le cadre du guichet stockage d'avril 2019 sont pris en compte dans l'ensemble des scénarii. Du stockage supplémentaire est testé dans quelques analyses *ad hoc*, visant à étudier le rôle du stockage comme alternative au prolongement de Badamiers I.

5.2 Résultats

5.2.1 Scénario de consommation de référence

A quelle date apparaît un nouveau besoin ?

Le tableau suivant présente le nombre d'heures de défaillance, en espérance, observé pour les différents scénarios de parcs à différentes échéances temporelles.

Nombre moyen d'heures de défaillance	2024	2025	2027	2028
<u>Option 1</u> : Sans Badamiers I	2,2	3,7	NC	NC
<u>Option 2</u> : Avec prolongement de Badamiers I jusqu'en 2030	0,3	NC	2,0	5,0

Ces résultats mettent en évidence **l'absence de besoin de nouveau moyen de production en 2024, que la centrale de Badamiers I soit ou non déclassée**. Dès lors, la mise en service de tout ou partie de l'objectif de 44 MW identifié dans la PPE en vigueur n'est plus nécessaire à cet horizon⁴¹.

En cas de prolongation de la centrale de Badamiers I, un premier besoin de puissance se matérialise en 2028. Toutefois, d'ici à cette échéance, Badamiers I serait très peu sollicitée⁴². Cette centrale pourrait, par ailleurs, être remplacée par un moyen de stockage : 15 MWh de capacité utile additionnelle de stockage en report de charge⁴³ permettrait de repousser le besoin de puissance à 2026, voire à 2028 avec 45 MWh.

Le besoin jusqu'en 2030 est-il satisfait en ajoutant 12 MW ?

Les analyses suivantes prennent en compte la mise en service d'un moyen de production de base, d'une capacité de 12 MW, dès l'apparition d'un nouveau besoin en puissance permettant de respecter le critère de défaillance, soit respectivement en 2025 et 2028 pour les Options 1 et 2.

Nombre moyen d'heures de défaillance	2027	2028	2030
<u>Option 1</u> : Sans Badamiers I	1,9	4,4	16,3
<u>Option 2</u> : Avec prolongement de Badamiers I jusqu'en 2030	NC	0,7	2,87

Que la centrale de Badamiers soit prolongée ou non, la mise en service d'un moyen de 12 MW de puissance garantie permet de décaler l'apparition d'un nouveau besoin de 3 ans.

⁴¹ La PPE prévoyait la mise en service de ce moyen d'ici la fin de l'année fin 2023.

⁴² Le taux d'appel des groupes de Badamiers I serait de 0,3 % en 2024, soit 28 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance.

⁴³ Par exemple, avec un stockage de 7,5 MW permettant d'injecter 2 heures à pleine puissance.

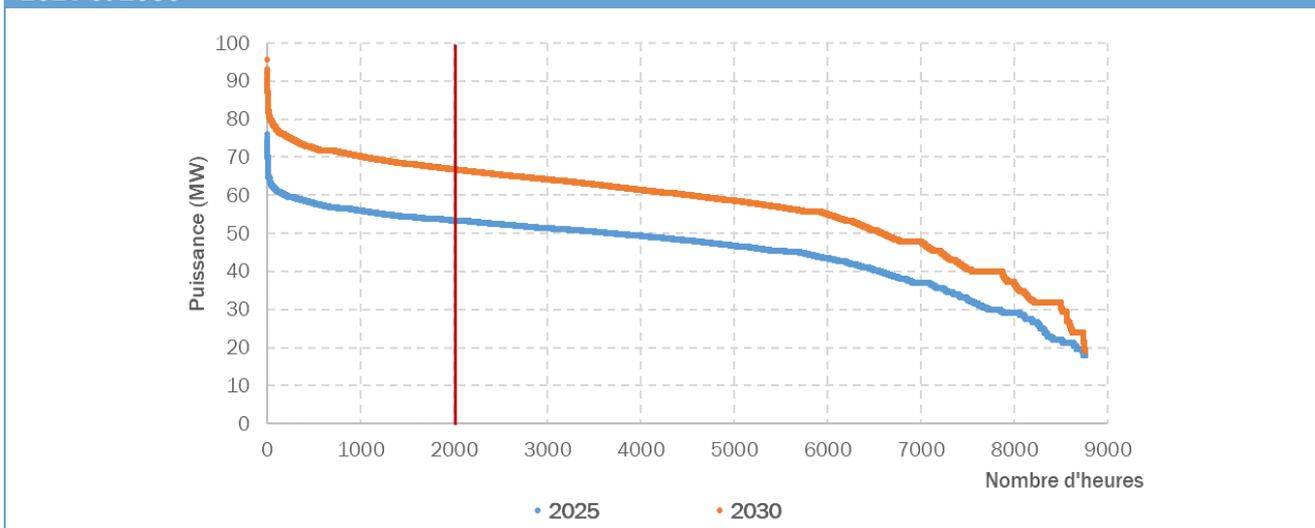
Si la centrale de Badamiers I est prolongée, la sécurité du système électrique est garantie jusqu'en 2030. Une analyse complémentaire pourra être menée pour évaluer le dimensionnement d'un dispositif de stockage qui pourrait constituer une alternative à la prolongation de Badamiers I.

En 2031, le déclassement de Badamiers I et II engendrera l'apparition d'un nouveau besoin.

Quelle elle est la nature du besoin : base ou pointe ?

La CRE a analysé, à partir des monotones de puissance à différents horizons de temps, si la puissance appelée plus de 2000 heures par an pouvait être satisfaite par les moyens de base⁴⁴ existants Longoni et Badamiers II. La Figure 11 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** représente la monotone de puissance thermique appelée pour répondre à la demande résiduelle⁴⁵ correspondant au scénario de consommation de référence, en 2025 d'une part et 2030 d'autre part⁴⁶.

Figure 11 – Monotone de la puissance thermique appelée pour répondre à la demande résiduelle à horizon 2025 et 2030



Le besoin de base s'établit en 2030 à 67 MW ce qui nécessite, en prenant en compte les indisponibilités⁴⁷, de disposer d'une puissance de base installée de l'ordre de 74 MW⁴⁸. Longoni et Badamiers II représentant une capacité totale de 98,4 MW, **il n'y a aucun besoin de base jusqu'en 2030 inclus**, que Badamiers I soit prolongée ou non.

Si les moteurs de Badamiers I sont prolongés, ils feront l'objet d'une sollicitation en pointe sur toute la période, qui n'est pas adaptée et pourra être source d'usure et de surcoûts.

Au-delà de 2030, le déclassement de Badamiers I et II engendrera l'apparition d'un besoin de base. **La mise en service d'un moyen de 12 MW avant cette échéance permet de satisfaire le besoin de base au lendemain du déclassement de Badamiers II.** En revanche, plus de 40 MW de nouveaux moyens de pointe seront alors nécessaires.

5.2.2 Scénario de consommation haut

Afin de répondre aux interrogations de Monsieur le Préfet de Mayotte sur les conséquences d'une croissance plus importante de la consommation sur les futurs besoins du parc de production, la CRE a réalisé une étude de sensibilité sur la base du scénario Haut de consommation.

L'hypothèse d'une croissance plus importante de la consommation avance l'apparition d'un nouveau besoin à 2024 en l'absence de prolongement de Badamiers I et à 2025 avec prolongation. La mise en service d'un moyen de base de 12 MW permettra de retarder l'apparition du besoin à 2025 sans prolonger la centrale de Badamiers I et à 2026/2027 dans un scénario où elle est prolongée.

⁴⁴ Si ces groupes ne sont aujourd'hui pas appelés en base du fait de l'absence de moyens de pointe dans le système, il s'agit bien de moyens conçus pour un fonctionnement optimisé en base.

⁴⁵ Consommation qu'il reste à fournir après prise en compte de la production issue des énergies renouvelable (PV et biogaz).

⁴⁶ Pour ce faire, un parc thermique surcapacitaire a été modélisé, en tenant compte des hypothèses identiques pour la production renouvelable et la consommation. A noter que, sur le graphique, le nombre d'heures total des scénarios est divisé par le nombre de scénario (100 par année) pour avoir une vision « moyenne » sur une année en abscisse.

⁴⁷ On considère un coefficient d'indisponibilité fortuite de 9,2 % sur les centrales thermiques. Nous ne considérons pas ici les indisponibilités programmées, dans la mesure où ces dernières sont généralement réalisées sur des périodes où la demande est plus faible. A noter qu'en prenant en compte le coefficient de disponibilité de 87 % (incluant les indisponibilités programmées et fortuites), on arrive à un besoin de base de 77 MW, ce qui ne modifie pas nos conclusions.

⁴⁸ Les moyens thermiques doivent également assurer les besoins en réserve primaire, de l'ordre de 11 MW. Toutefois les dispositifs de stockage permettent de réduire la contribution du thermique.



L'analyse des monotones de puissance appelée montre que les centrales existantes de Longoni et Badamiers II couplées à la mise en service d'un moyen de 12 MW permettront toujours, dans un scénario de forte croissance de la consommation, d'assurer les besoins de base du système jusqu'en 2028. En effet, le besoin de base s'élèvera dès lors à 82 MW⁴⁹.

En revanche, en 2028, 30 MW de moyens de pointe seront nécessaires afin d'assurer l'équilibre aux heures de pointe ou de tension sur le système, qui pourront en partie être assurés par le prolongement de Badamiers I (8,4 MW). Au-delà, la croissance exponentielle de la consommation conduit à des besoins importants. La CRE rappelle toutefois qu'il s'agit d'un scénario très volontariste.

Ainsi, une croissance plus importante de la consommation ne modifie pas les conclusions précédentes mais conduit à avancer l'apparition du besoin dans un nouveau moyen de production, idéalement de pointe.

5.3 Analyse des résultats et recommandations de la CRE

Des besoins apparaissent selon les scénarios entre 2024 (scénario haut de consommation, pas de prolongement de Badamiers I) et 2028 (scénario de référence de consommation, prolongement de Badamiers I ou mise en service de dispositifs de stockage).

Jusqu'en 2031, où la centrale de Badamiers II serait théoriquement déclassée, il n'y a aucun besoin de base ; l'ensemble des besoins qui apparaissent sont des besoins de pointe.

S'agissant de Badamiers I et du stockage

La pertinence d'une prolongation de Badamiers I n'est pas évidente dans la mesure où :

- Une utilisation en pointe de ce moyen est de nature à engendrer une usure prématurée des moteurs et des coûts de maintenance élevés afin de maintenir ces moteurs en fonctionnement ;
- Le prolongement nécessite des opérations de gros entretiens, d'une ampleur vraisemblablement non négligeable, dont les coûts n'ont toujours pas été chiffrés à ce stade par EDM ;
- La mise en service de nouveaux dispositifs de stockage pourrait permettre d'apporter – au moins dans le scénario de consommation de référence – la même contribution à l'équilibre offre-demande et permet en outre d'accompagner l'insertion de davantage d'énergie photovoltaïque dans le système (réinjection à la pointe de l'énergie photovoltaïque qui aurait été écartée aux heures méridiennes).

S'agissant du besoin de consommation à couvrir

Sur la base des éléments dont elle dispose, la CRE recommande de dimensionner les moyens de production sur la base du scénario de référence dans la mesure où :

- Il constitue d'ores et déjà un scénario ambitieux d'évolution de la consommation, avec un taux de croissance de 4,4 % par an en moyenne sur la période 2018-2040, supérieur au taux observé entre 2012 et 2018, qui était de 3,8 %. Par ailleurs la consommation d'énergie en 2019 s'est élevée à 360 GWh, en deçà de la prévision du scénario de référence (372 GWh).
- Le scénario Haut de consommation constitue une vision très volontariste. Ce scénario conduit à une augmentation moyenne de la consommation de 6,4 % par an avec, comme sous-jacents, une hausse du PIB mahorais de 7,2 % par an en moyenne, en nette hausse par rapport à 2012-2017 (+ 4,3 %⁵⁰ par an en moyenne) et une augmentation de 2,6 % de la population. Cela conduit à une évolution du PIB par habitant de 4,5 % en moyenne, contre 2,7 % dans le scénario de référence et 0,4 % observés sur la période 2012-2017.
- Le temps de déploiement des solutions de stockage permettra de réagir en moins de 2 ans si la consommation devait augmenter plus rapidement que le scénario de référence. Au besoin, une TAC mobile pourrait être ajoutée dans des délais courts.

S'agissant des deux projets de centrales en cours de développement

D'un strict point de vue équilibre offre-demande, aucun de ces deux projets ne répond à un besoin identifié jusqu'en 2031 dans la mesure où il s'agit de moyens de production de base.

La possibilité de mobiliser des moyens de stockage et la pertinence de raisonner sur le scénario de consommation de référence, conduisent à retenir qu'un nouveau moyen – idéalement de pointe – n'est nécessaire qu'à partir de 2028.

L'ajout du moyen de 12 MW de puissance garantie en 2028 est suffisant pour répondre au besoin de pointe qui apparaît alors et au besoin de base qui apparaît en 2031, même si l'apparition de ce dernier besoin dépend de la

⁴⁹ En tenant compte d'un coefficient d'indisponibilité fortuite de 9,2 %, puissance à laquelle doit s'ajouter le besoin en réserve primaire

⁵⁰ A noter que le scénario de référence se base sur une augmentation annuelle moyenne de 5 %, soit une croissance légèrement supérieure à celle observée ces 5 dernières années.

mise à l'arrêt effective de la centrale Badamiers II. Dès lors, la mise en service d'un tel moyen de base, *a fortiori* avant 2028, ne peut se justifier que par la recherche d'un verdissement du mix.

L'ajout d'un moyen de production de base à partir d'énergies renouvelables – en l'occurrence de biomasse importée par Albioma – permet de verdir le mix grâce à l'appel important dont il bénéficierait du fait de la priorité d'appel. Ceci conduirait néanmoins à réduire encore l'appel aux moyens thermiques existants et cette sous-utilisation induirait des coûts échoués qui ne peuvent être justifiés que par des garanties importantes sur le caractère renouvelable de la production qui s'y substituerait. C'est pourquoi il apparaît indispensable que le bilan environnemental et la durabilité de la gestion mis en avant par le porteur de projet soient expertisés par l'ADEME.

Le projet d'ENGIE pourrait également permettre de verdir le mix s'il utilise du gaz vert. Toutefois, le bilan carbone d'une production à partir de gaz vert et la possibilité d'y recourir devront également faire l'objet d'une expertise de l'ADEME⁵¹.

EDM a évoqué la possibilité de convertir ses moyens de production aux biocombustibles. En l'absence d'éléments précis, il est difficile de se prononcer sur l'opportunité d'une telle opération.

Recommandation 31. Dans un contexte incertain en termes d'évolution de la demande, où toutes les options ne sont pas documentées, la CRE recommande d'adopter une approche modulaire. Si un des deux projets de nouvelle centrale en cours de développement doit être retenu dans la PPE, la CRE recommande de retenir le projet le plus petit et bénéficiant des meilleures garanties en terme de verdissement du mix électrique⁵².

Un projet de 30 MW serait synonyme de coûts échoués plus importants. La CRE recommande que l'opportunité de développer un tel projet soit étudiée d'ici 2023, sur la base d'une comparaison avec le projet de conversion des centrales de Longoni aux biocombustibles d'un point de vue coûts, sécurité d'approvisionnement et bilan environnemental. D'ici là, les analyses sur l'évolution de la consommation et du besoin pourront être affinées.

Si le projet d'Albioma était retenu dans la PPE, cela serait de nature à remettre en question un éventuel prolongement de Badamiers II au-delà de 2030. Une étude complémentaire devra être menée par EDM et transmise à la CRE d'ici 2023 mettant en évidence les besoins du système (profondeur et nature) et une estimation détaillée des coûts de gros entretiens renouvellement à mobiliser pour décider d'engager ou non des travaux de nature à permettre la poursuite de son exploitation au-delà de 2030. Cette étude devra également analyser les surcoûts de maintenance induits par un éventuel fonctionnement de Badamiers II à la pointe. Dans l'intervalle, la CRE recommande à EDM de ne pas lancer de tels travaux.

Recommandation 32. De manière générale, il apparaît indispensable que le projet de PPE comprenne un bilan des émissions actuelles du système électrique et de la réduction que permettra d'atteindre la mise en œuvre des différents objectifs qu'elle comporte.

⁵¹ ENGIE envisage de substituer progressivement le propane par du bio-propane puis vers 2030 par du gaz de synthèse. Ainsi, le bilan carbone du projet, tant qu'il produit à partir de gaz d'origine fossile, devrait être finement étudié dans la mesure où i) le porteur de projet prévoit de produire au GPL dont le bilan carbone est moins bon que celui du gaz naturel, et où ii) l'appel prioritaire à ce moyen dépendrait du coût relatif du GPL par rapport au fioul

⁵² Sa mise en service assurerait environ 14 % de la demande à partir d'énergies renouvelables en 2028 et la part totale des ENR, sous les hypothèses conservatrices de développement du photovoltaïque retenues dans cette analyse, s'élèverait ainsi à près de 30 %.

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 – Evolution de la population municipale à Mayotte.....	15
Figure 2 : Parc de production de Mayotte à la fin de l'année 2018.....	18
Figure 3 : Mix électrique 2018.....	19
Figure 4 : Site de production de Longoni et Badamiers	20
Figure 5 : Exemple d'empilement des moyens de production sur une journée ouvrée	21
Figure 6 : Le réseau électrique de Mayotte	23
Figure 7 – Scenario d'évolution de l'énergie nette livrée au réseau (ENLR), en GWh	28
Figure 8 – Consommation par habitant dans les différentes ZNI (en MWh/hab) et évolution de cet indicateur à Mayotte.....	28
Figure 9 – Evolution du nombre d'installations photovoltaïques et de la puissance photovoltaïque installée à Mayotte.....	36
Figure 10 – Hypothèses d'évolution de la puissance renouvelable installée à Mayotte, selon les filières	47
Figure 11 – Monotone de la puissance thermique appelée pour répondre à la demande résiduelle à horizon 2025 et 2030	48

ANNEXE 1 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNEES

- **EDM**

Fady HAJJAR, Directeur Général

Michel-Olivier LOUIS, Membre du Directoire, Directeur Administratif et Financier

Franck SIMARD, Responsable Transition Energétique et Innovation

Moussa MOHAMED MROUDJAE, Chef de Pôle Clientèle

Philippe FOCONE, Chef de Pôle Production

Hugues MARTINEZ, Chef de Pôle Réseau

Roland EREMBERT, Pôle Réseau, Responsable EOD

Melissa JACQUELAIN, Appui au Directeur Administratif et Financier

Renaud Grimaud, chef de centrale Longoni

Yannis Doral, chef de section exploitation Longoni

Yamine Aboubacar, chef de section maintenance Badamiers

- **Préfecture de Mayotte**

Dominique SORAIN, Préfet de Mayotte

Yves-Marie RENAUD, Secrétaire Régional aux Affaires Régionales

- **DEAL de Mayotte**

Joël DURANTON, Directeur

Andri-Henri ABDALLAH, Chef de l'unité Environnement Industriel et Energie, Inspecteur de l'Environnement, spécialisé dans les installations classées

El-Assad NIDHOIMI, chargé de mission Transition Energétique

- **Conseil département de Mayotte**

Raïssa ANDHUM, 3ème vice-présidente, Chargée de l'Aménagement et du Développement durable

Ali SAINDOU, Directeur Environnement Développement Durable et Energie

Anli Yachourtua NOURDINE, Chargé de mission Energie

- **ADEME**

Yann LE BIGOT, Ingénieur énergie

- **ALBIOMA**

Eric DE BOLLIVIER, Directeur Réunion-Mayotte

Frédéric FEFEVRE, Opérations Manager, Albioma Solaire Mayotte

- **ENGIE**

Eric BASSAC, ENGIE Solutions, France Réseaux

Antoine WATTRELOT, Chef de projet ENGIE, Représentant de la BU France Réseaux à La Réunion.

- **SOMAGAZ - SIGMA**

Stéphane ROUGY, Directeur Général de SIGMA et SOMAGAZ

Daniel JAOZARA, Directeur Technique de SIGMA et SOMAGAZ

- **STAR Mayotte**

Jean-Luc DELMAS, Directeur Général Délégué

Ludovic BARTHELEMY, Responsable d'exploitation - Biogaz ISDND Dzoumogne

- **Agence Française de Développement, Agence de Mayotte**

6 Février 2020

Kévin CARIOU, Directeur Adjoint

Nichad ABBAS, Chargé d'études - Secteur privé / Représentation Bpifrance

Jean-Etienne BLANC, Chargé d'études

- **INSEE**

Jamel MEKKAOUI, Chef du Service Régional de l'Insee Mayotte

- **Syndicat Intercommunal d'Eau et d'Assainissement de Mayotte (SIEAM)**

Michel JOUSSET, Directeur Général des Services

- **Mayotte Channel Gateway**

Vincent LIETAR, Directeur Développement et Infrastructures

- **EGIS**

Marion BOUCAULT, Directrice des Territoires Méditerranée & Océan Indien

ANNEXE 2 : METHODOLOGIE DE L'ETUDE D'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

Pour chacun des parcs étudiés, la CRE a procédé à une étude d'équilibre offre/demande (« EOD ») du système électrique correspondant. Cette étude est réalisée par une simulation de Monte-Carlo. 100 scénarios d'aléas (consommation, production ENR, indisponibilités de groupes) sont générés par les modèles stochastiques. Pour chacun d'eux, une optimisation de la production du parc est réalisée par une résolution des problèmes de *unit commitment* et de *dispatch* économique associés. L'ensemble des EOD est ensuite analysé sur l'éventail des scénarios d'aléas dans la simulation de Monte Carlo pour fournir des indicateurs statistiques de l'adéquation du parc étudié (durée de défaillance, coût total, pollution, etc.)

Modélisation des aléas

Les aléas modélisés sont les suivants :

- La production ENR fatale : chacune des filières est modélisée séparément, à une maille agrégée sur l'ensemble du territoire. Les scénarios de production de la filière photovoltaïque avec stockage sont dérivés des chroniques photovoltaïques simulées, en leur imposant les contraintes spécifiées dans le cahier des charges des appels d'offres photovoltaïque avec stockage en ZNI.
- La consommation totale
- Les indisponibilités fortuites des moyens de production commandables (thermique, méthanisation, stockage).
- **Modélisation de la production ENR fatale**

Le facteur de charge désaisonnalisé de la production ENR fatale suit une équation différentielle stochastique :

$$dX_t = \theta(E - X_t)dt - \sigma(X_t)dW_t$$

où W_t est un processus de Wiener.

θ décrit l'échelle de temps caractéristique de décroissance de la fonction d'autocorrélation du processus, qui est supposée exponentielle :

$$\text{Corr}(X_{t+h}; X_t) \sim e^{-\theta h}$$

Le paramètre de diffusion $\sigma(X_t)$ dépend de la distribution φ décrivant la statistique du facteur de charge désaisonnalisé :

$$\sigma(x) = \left[\frac{\theta}{\varphi(x)} \int^x 2(E - y)\varphi(y)dy \right]^{\frac{1}{2}}$$

Selon la filière, cette distribution peut prendre la forme d'une loi bêta ou bien d'une loi multimodale. Dans le cadre de cette étude, des lois tri-modales ont été retenues pour toutes les filières.

Au processus stochastique décrit ci-dessus s'ajoute une composante déterministe qui intègre la saisonnalité de la production de chaque filière, évaluée de façon statistique à partir de l'historique de production.

Les paramètres du modèle ont été déterminés à partir des données historiques de production des parcs existants.

- **Modélisation de la consommation**

La consommation normalisée et désaisonnalisée est modélisée par le processus décrit au paragraphe précédent. La loi de probabilité décrivant la consommation normalisée étant une distribution gaussienne, le processus stochastique discrétisé associé se réduit à un modèle auto-régressif AR(1) :

$$X_{t+1} = a X_t + \varepsilon_t$$

avec $0 < a < 1$ et ε_t une variable normale centrée.

La composante stochastique de la consommation normalisée est complétée d'une composante déterministe décrivant les variations saisonnières de la consommation.

Les chroniques de consommation obtenues sont recalées sur le niveau moyen de consommation associé au scénario examiné, en ajustant en moyenne la pointe de consommation sur le niveau de puissance appelée maximum du scénario.

- **Modélisation des indisponibilités des moyens commandables**

Indisponibilités fortuites

Les indisponibilités fortuites des moyens de production commandables sont modélisées par un système à deux états (Marche, Arrêt) avec mémoire. Ce système est défini par un vecteur d'état composé de variables binaires $[X_t^M, X_t^A]$ qui représente les deux états possibles du groupes ($[X_t^M, X_t^A]=[1,0]$: disponible, $[X_t^M, X_t^A]=[0,1]$: indisponible). L'évolution de ces deux états est conditionnée par deux grandeurs :

- Leur probabilité d'occurrence λ ;
- Leur durée moyenne, qui conditionne la probabilité μ d'un moyen à redevenir disponible.

Le processus dynamique simulant l'évolution de la variable de disponibilité de chaque tranche est modélisé par une chaîne de Markov, où l'état à chaque pas de temps évolue à partir de l'état précédent selon les probabilités données par la matrice de transition associée :

$$\begin{bmatrix} X_{t+1}^M \\ X_{t+1}^A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{M \rightarrow M} & p_{A \rightarrow M} \\ p_{M \rightarrow A} & p_{A \rightarrow A} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_t^M \\ X_t^A \end{bmatrix}$$

Avec les notations précédentes, les probabilités de transition sont données par :

$$\begin{bmatrix} X_{t+1}^M \\ X_{t+1}^A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - \lambda & \mu \\ \lambda & 1 - \mu \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_t^M \\ X_t^A \end{bmatrix}$$

La disponibilité du moyen au pas de temps $t+1$ est alors déterminée par un tirage de Bernouilli dont les paramètres sont donnés par la matrice de transition ci-dessus, en fonction de l'état du moyen au pas de temps t .

Les valeurs numériques des paramètres du modèle (probabilité de fortuit et durée moyenne de panne) ont été calibrées sur la base de moyens-types et de sorte que leur disponibilité soit égale à 87 %.

Maintenances programmées

La disponibilité des moyens de production commandables doit également intégrer les périodes de maintenance programmée, qui les forcent en mode Arrêt quel que soit l'état donné par le processus stochastique. Le modèle utilise des plannings de maintenances programmées types pour l'ensemble des moyens de production commandables, et les intègre directement à la chronique de disponibilité simulée de chaque moyen par simple produit scalaire.

Optimisation du parc de production

Une fois les scénarios de Monte Carlo simulés, le modèle procède pour chacun d'eux à la résolution des problèmes de *unit commitment* et de *dispatching* économique, qui optimisent respectivement l'activation des moyens de production et leur puissance injectée à chaque heure de l'année afin de minimiser le coût total de fonctionnement du parc. Ce pilotage intègre autant que possible les contraintes auxquelles sont confrontés les exploitants et le gestionnaire de réseau, notamment la tenue d'une réserve primaire de puissance, la gestion en valeurs d'usage de l'hydraulique de lac (le cas échéant), et les contraintes techniques de fonctionnement des moyens thermiques.

- **Fonction de coût**

Le coût de fonctionnement du parc, que le modèle cherche à minimiser, comporte deux composantes :

- La somme des coûts marginaux de production des moyens thermiques, pondérée de leur production horaire sur l'année.
Les coûts variables de production d'une unité donnée sont considérés comme constants, quelle que soit la puissance fournie par celle-ci. Une modélisation plus détaillée du régime de marche des centrales thermiques consisterait à séparer celui-ci en plusieurs plages de fonctionnement, associées chacune à un coût variable différent, reflétant ainsi le meilleur rendement des centrales lorsqu'elles fonctionnent proche de leur puissance nominale. Néanmoins, compte-tenu de la hausse importante des temps de calculs induite par ce raffinement, il n'a pas été intégré dans le modèle.
- La somme des coûts de démarrage des moyens thermiques sur l'année. Ces derniers sont encourus lorsqu'une unité thermique auparavant inactive est mise en route. Ces coûts de démarrage peuvent être modélisés plus finement selon le temps passé précédemment à l'arrêt par une unité donnée (coûts de démarrage « à chaud » ou « à froid »).



- **Contraintes de pilotage du parc de production**

Contrainte de réserve primaire

Afin d'assurer la stabilité de la fréquence en cas de variation brutale de la demande ou de la production fatale, le gestionnaire de réseau doit conserver une réserve tournante à disposition, mobilisable rapidement. Cela impose aux groupes en fonctionnement de réserver une partie de leur puissance disponible afin de fournir cette réserve.

La contrainte de réserve tournante est intégrée dans le modèle par un ruban de 11 MW de puissance, sauf dans les situations proches de la défaillance, où cette contrainte est subordonnée à la satisfaction de la demande.

Contrainte de puissance minimale de fonctionnement: l'ensemble des moyens commandables du parc de production est sujet à des contraintes de puissance minimales de marche, en-deçà desquelles l'unité ne peut fonctionner.

Durée minimale de marche et d'arrêt: certains groupes thermiques, une fois mis en route, doivent fonctionner un nombre minimal d'heures avant de pouvoir être arrêtés. De même, une fois arrêtés, ils ne peuvent être relancés avant un nombre minimal d'heures.

Contraintes non modélisées dans l'étude

En raison de nécessités liées au temps de calcul des simulations, un certain nombre de contraintes techniques de fonctionnement du parc thermique n'ont pas été implémentées. Il s'agit notamment des contraintes liées aux rampes de montée et descente en puissance des moyens thermiques, à leur énergie cinétique et à la réserve lente.

- **Modélisation du stockage centralisé**

Dans les scénarios incluant un dispositif de stockage centralisé, celui-ci est modélisé comme un stockage journalier.

Le dynamique d'injection et de soutirage du stockage est donc optimisée, pour chaque jour de l'année, au sein de la résolution du problème d'optimisation globale, sur un horizon tactique de 36 heures, sous la contrainte d'utilisation totale des apports sur l'horizon tactique.